UDC



中华人民共和国国家标准

P

GB/T 50064－2014

交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范

Code for design of overvoltage protection and insulation coordination for AC electrical installations

2014－03－31 发布

2014－12－01 实施

中华人民共和国住房和城乡建设部
中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局
联合发布

中华人民共和国国家标准

交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范

Code for design of overvoltage protection and insulation coordination for AC electrical installations

GB/T 50064-2014

主编部门：中 国 电 力 企 业 联 合 会
批准部门：中华人民共和国住房和城乡建设部
施行日期：2 0 1 4 年 1 2 月 1 日

中国计划出版社

2014 北 京

中华人民共和国国家标准

交流电气装置的过电压保护

和绝缘配合设计规范

GB/T 50064-2014



中国计划出版社出版

网址：www.jhpress.com

地址：北京市西城区木樨地北里甲 11 号国宏大厦 C 座 3 层

邮政编码：100038　电话：(010) 63906433（发行部）

新华书店北京发行所发行

三河富华印刷包装有限公司印刷

850mm×1168mm　1/32　4.5 印张　114 千字

2014 年 10 月第 1 版　2014 年 10 月第 1 次印刷



统一书号：1580242・362

定价：27.00 元

中华人民共和国住房和城乡建设部公告

第 362 号

住房城乡建设部关于发布国家标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》的公告

现批准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》为国家标准，编号为 GB/T 50064—2014，自 2014 年 12 月 1 日起实施。原《工业与民用电力装置的过电压保护设计规范》GBJ 64—83 同时废止。

本规范由我部标准定额研究所组织中国计划出版社出版发行。

中华人民共和国住房和城乡建设部

2014 年 3 月 31 日

前　言

本规范根据原建设部《关于印发二〇〇四年工程建设国家标准制订、修订计划的通知》(建标〔2004〕67 号)的要求,由中国电力科学研究院在原国家标准《工业与民用电力装置的过电压保护设计规范》GBJ 64—83 的基础上进行修订而成。在修订过程中,修订组经过调查研究,广为搜集近年来对电气工程中交流电气装置过电压保护和绝缘配合技术提出的新要求以及相关科研成果和工程实践经验,广泛征求了有关方面的意见,最后本规范经审查定稿。

本规范共分 6 章和 6 个附录,主要技术内容包括:总则,术语,系统中性点接地方式和电气装置绝缘上作用的电压,暂时过电压、操作过电压及限制,雷电过电压及保护,绝缘配合。

本规范修订的主要内容是:

1. 对适用范围作了修订,由适用于 35kV 及以下,扩大到 750kV 及以下电压等级;

2. 根据条文内容的修订,适当增加了术语;

3. 规定了系统中性点接地方式和运行中电气装置绝缘上作用的电压;

4. 对暂时过电压和操作过电压及其限制作出了规定;

5. 对高压架空线路、发电厂变电站、配电系统和旋转电机的雷电过电压保护作出了规定;

6. 提出了绝缘配合原则以及架空线路、变电站绝缘子串、空气间隙和电气设备绝缘配合的要求与方法。

本规范由住房城乡建设部负责管理,由中国电力企业联合会负责日常管理,由中国电力科学研究院负责具体技术内容的解释。

执行过程中如有意见或建议，请寄送至中国电力科学研究院（地址：北京市海淀区清河小营东路15号，邮政编码：100192）。

本规范主编单位、主要起草人和主要审查人：

主编单位：中国电力科学研究院

主要起草人：杜澍春　陈维江　葛　栋　高克利　张翠霞　殷　禹　林集明　班连庚　周沛洪　戴　敏　张刘春　陈秀娟　沈海滨

主要审查人：李永双　方　静　王立天　蔡汉生　吕金壮　杨　林　杨建军　韩敬军　时卫东

目　次

Contents

1 总　　则

1.0.1 为使交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计做到安全可靠、技术先进、经济合理,制定本规范。

1.0.2 本规范适用于交流标称电压6kV～750kV电力系统中发电、输电、变电、配电电气装置和旋转电机的过电压保护和绝缘配合设计。

1.0.3 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合,应结合电网结构、地区雷电活动特点、地闪密度及运行经验,通过计算分析和技术经济比较,进行差异化的设计。

1.0.4 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计,除应符合本规范外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术　　语

2.0.1 中性点高电阻接地方式　high-resistance neutral grounding mothod

系统中至少有一根导线或一点经过高电阻接地，系统等值零序电阻不大于系统单相对地分布容抗，且系统接地故障电流小于10A。

2.0.2 中性点低电阻接地方式　low-resistance neutral grounding mothod

系统中至少有一根导线或一点经过低电阻接地，系统等值零序电阻不小于2倍系统等值零序感抗。

2.0.3 中性点谐振接地方式　resonant neutral grounding mothod

系统中至少有一根导线或一点经过电感接地，用于补偿系统单相对地故障电流的容性分量。

2.0.4 特快速瞬态过电压　very fast transient overvoltage (VFTO)

气体绝缘金属封闭开关设备(GIS)和复合电器(HGIS，即Hybrid-GIS)的隔离开关在某些操作方式下，产生频率为数十万赫兹至数兆赫兹的高频振荡过电压，称为特快速瞬态过电压。

2.0.5 地闪密度　ground flash density (GFD)

每平方公里、每年地面落雷次数。

2.0.6 少雷区　less thunderstorm region

平均年雷暴日数不超过15d或地面落雷密度不超过0.78次/(km^2·a)的地区。

2.0.7 中雷区　middle thunderstorm region

平均年雷暴日数超过15d但不超过40d或地面落雷密度超过

0.78次/(km^2·a)但不超过2.78次/(km^2·a)的地区。

2.0.8 多雷区　more thunderstorm region

平均年雷暴日数超过40d但不超过90d或地面落雷密度超过2.78次/(km^2·a)但不超过7.98次/(km^2·a)的地区。

2.0.9 强雷区　strong thunderstorm region

平均年雷暴日数超过90d或地面落雷密度超过7.98次/(km^2·a)以及根据运行经验雷害特殊严重的地区。

2.0.10 保护角　shielding angle

地线对导线的保护角指杆塔处,不考虑风偏,地线对水平面的垂线和地线与导线或分裂导线最外侧子导线连线之间的夹角。

3 系统中性点接地方式和电气装置绝缘上作用的电压

3.1 系统中性点接地方式

3.1.1 中性点有效接地方式应符合下列规定：

1 110kV～750kV 系统中性点应采用有效接地方式。在各种条件下系统的零序与正序电抗之比（X_0/X_1）应为正值并且不应大于 3，而其零序电阻与正序电抗之比（R_0/X_1）不应大于 1；

2 110kV 及 220kV 系统中变压器中性点可直接接地；部分变压器中性点也可采用不接地方式；

3 330kV～750kV 系统变压器中性点应直接接地或经低阻抗接地。

3.1.2 中性点非有效接地方式可分为中性点不接地方式、中性点低电阻接地方式、中性点高电阻接地方式和中性点谐振接地方式。

3.1.3 中性点不接地方式应符合下列规定：

1 35kV、66kV 系统和不直接连接发电机，由钢筋混凝土杆或金属杆塔的架空线路构成的 6kV～20kV 系统，当单相接地故障电容电流不大于 10A 时，可采用中性点不接地方式；当大于 10A 又需在接地故障条件下运行时，应采用中性点谐振接地方式。

2 不直接连接发电机、由电缆线路构成的 6kV～20kV 系统，当单相接地故障电容电流不大于 10A 时，可采用中性点不接地方式；当大于 10A 又需在接地故障条件下运行时，宜采用中性点谐振接地方式。

3 发电机额定电压 6.3kV 及以上的系统，当发电机内部发生单相接地故障不要求瞬时切机时，采用中性点不接地方式时发电机单相接地故障电容电流最高允许值应按表 3.1.3 确定；大于

该值时，应采用中性点谐振接地方式，消弧装置可装在厂用变压器中性点上或发电机中性点上。

表 3.1.3 发电机单相接地故障电容电流最高允许值

发电机额定电压（kV）	发电机额定容量（MW）	电流允许值（A）	发电机额定电压（kV）	发电机额定容量（MW）	电流允许值（A）
6.3	≤50	4	13.80～15.75	125～200	2*
10.5	50～100	3	≥18	≥300	1

注：* 对额定电压为 13.80kV～15.75kV 的氢冷发电机，电流允许值为 2.5A。

4 发电机额定电压 6.3kV 及以上的系统，当发电机内部发生单相接地故障要求瞬时切机时，宜采用中性点电阻接地方式，电阻器可接在发电机中性点变压器的二次绕组上。

3.1.4 6kV～35kV 主要由电缆线路构成的配电系统、发电厂厂用电系统、风力发电场集电系统和除矿井的工业企业供电系统，当单相接地故障电容电流较大时，可采用中性点低电阻接地方式。变压器中性点电阻器的电阻，在满足单相接地继电保护可靠性和过电压绝缘配合的前提下宜选较大值。

3.1.5 6kV 和 10kV 配电系统以及发电厂厂用电系统，当单相接地故障电容电流不大于 7A 时，可采用中性点高电阻接地方式，故障总电流不应大于 10A。

3.1.6 6kV～66kV 系统采用中性点谐振接地方式时应符合下列要求：

1 谐振接地宜采用具有自动跟踪补偿功能的消弧装置；

2 正常运行时，自动跟踪补偿消弧装置应确保中性点的长时间电压位移不超过系统标称相电压的 15%；

3 采用自动跟踪补偿消弧装置时，系统接地故障残余电流不应大于 10A；

4 自动跟踪补偿消弧装置消弧部分的容量应根据系统远景年的发展规划确定，并应按下式计算：

$$W=1.35I_c\frac{U_n}{\sqrt{3}} \tag{3.1.6}$$

式中：W——自动跟踪补偿消弧装置消弧部分的容量（kV·A）；

I_c——接地电容电流（A）；

U_n——系统标称电压（kV）。

5 自动跟踪补偿消弧装置装设地点应符合下列要求：

1）系统在任何运行方式下，断开一、二回线路时，应保证不失去补偿；

2）多套自动跟踪补偿消弧装置不宜集中安装在系统中的同一位置。

6 自动跟踪补偿消弧装置装设的消弧部分应符合下列要求：

1）消弧部分宜接于 YN，d 或 YN，yn，d 接线的变压器中性点上，也可接在 ZN，yn 接线变压器中性点上，不应接于零序磁通经铁芯闭路的 YN，yn 接线变压器；

2）当消弧部分接于 YN，d 接线的双绕组变压器中性点时，消弧部分容量不应超过变压器三相总容量的 50%；

3）当消弧部分接于 YN，yn，d 接线的三绕组变压器中性点时，消弧部分容量不应超过变压器三相总容量的 50%，并不得大于三绕组变压器的任一绕组的容量；

4）当消弧部分接于零序磁通未经铁芯闭路的 YN，yn 接线变压器中性点时，消弧部分容量不应超过变压器三相总容量的 20%。

7 当电源变压器无中性点或中性点未引出时，应装设专用接地变压器以连接自动跟踪补偿消弧装置，接地变压器容量应与消弧部分的容量相配合。对新建变电站，接地变压器可根据站用电的需要兼作站用变压器。

3.2 电气装置绝缘上作用的电压

3.2.1 交流电气装置绝缘上作用的电压有：

1 持续运行电压，其值不超过系统最高电压，持续时间等于设备设计寿命；

2 暂时过电压，包括工频过电压和谐振过电压；

3 操作过电压；

4 雷电过电压；

5 特快速瞬态过电压(VFTO)。

3.2.2 相对地暂时过电压和操作过电压标么值的基准电压应符合下列规定：

1 当系统最高电压有效值为 U_m 时，工频过电压的基准电压(1.0p.u.)应为 $U_m/\sqrt{3}$；

2 谐振过电压、操作过电压和 VFTO 的基准电压(1.0p.u.)应为$\sqrt{2}U_m/\sqrt{3}$。

3.2.3 本规范中系统最高电压的范围分为下列两类：

1 范围Ⅰ，$7.2kV \leqslant U_m \leqslant 252kV$；

2 范围Ⅱ，$252kV < U_m \leqslant 800kV$。

4 暂时过电压、操作过电压及限制

4.1 暂时过电压及限制

4.1.1 工频过电压幅值应符合下列要求：

1 范围Ⅰ中的不接地系统工频过电压不应大于$1.1\sqrt{3}$p.u.；

2 中性点谐振接地、低电阻接地和高电阻接地系统工频过电压不应大于$\sqrt{3}$p.u.；

3 110kV和220kV系统，工频过电压不应大于1.3p.u.；

4 变电站内中性点不接地的35kV和66kV并联电容补偿装置系统工频过电压不应超过$\sqrt{3}$p.u.。

4.1.2 对范围Ⅱ系统的工频过电压，在设计时应结合工程条件加以预测，预测系统工频过电压宜符合下列要求：

1 正常输电状态下甩负荷和在线路受端有单相接地故障情况下甩负荷宜作为主要预测工况；

2 对同塔双回输电线路宜预测双回运行和一回停运的工况。除预测单相接地故障外，可预测双回路同名或异名两相接地故障情况下甩负荷的工况。

4.1.3 范围Ⅱ系统的工频过电压应符合下列要求：

1 线路断路器的变电站侧的工频过电压不宜超过1.3p.u.；

2 线路断路器的线路侧的工频过电压不宜超过1.4p.u.，其持续时间不应大于0.5s；

3 当超过上述要求时，在线路上宜安装高压并联电抗器加以限制。

4.1.4 设计时应避免110kV及220kV有效接地系统中偶然形成局部不接地系统产生较高的工频过电压，其措施应符合下列要求：

1 当形成局部不接地系统，且继电保护装置不能在一定时间内切除 110kV 或 220kV 变压器的低、中压电源时，不接地的变压器中性点应装设间隙。当因接地故障形成局部不接地系统时，该间隙应动作；系统以有效接地系统运行发生单相接地故障时，间隙不应动作。间隙距离还应兼顾雷电过电压下保护变压器中性点标准分级绝缘的要求。

2 当形成局部不接地系统，且继电保护装置设有失地保护可在一定时间内切除 110kV 及 220kV 变压器的三次、二次绕组电源时，不接地的中性点可装设无间隙金属氧化物避雷器（MOA），应验算其吸收能量。该避雷器还应符合雷电过电压下保护变压器中性点标准分级绝缘的要求。

4.1.5 对于线性谐振和非线性铁磁谐振过电压，应采取防止措施避免其产生，或用保护装置限制其幅值和持续时间。

4.1.6 对于发电机自励磁过电压，可采用高压并联电抗器或过电压保护装置加以限制。当同步发电机容量小于自励磁的判据时，应避免单机带空载长线运行。不发生自励磁的判据可按下式确定：

$$W_N > Q_c X_d^* \tag{4.1.6}$$

式中：W_N——不发生自励磁的发电机额定容量（MV·A）；

Q_c——计及高压并联电抗器和低压并联电抗器的影响后的线路充电功率（Mvar）；

X_d^*——发电机及升压变压器等值同步电抗标么值，以发电机容量为基准。

4.1.7 装有高压并联电抗器线路的非全相谐振过电压的限制应符合下列要求：

1 在高压并联电抗器的中性点接入接地电抗器，接地电抗器电抗值宜按接近完全补偿线路的相间电容来选择，应符合限制潜供电流的要求和对并联电抗器中性点绝缘水平的要求。对于同塔双回线路，宜计算回路之间的耦合对电抗值选择的影响。

2 在计算非全相谐振过电压时，宜计算线路参数设计值和实际值的差异、高压并联电抗器和接地电抗器的阻抗设计值与实测值的偏差、故障状态下的电网频率变化对过电压的影响。

4.1.8 范围Ⅱ的系统中，限制2次谐波为主的高次谐波谐振过电压的措施应符合下列要求：

1 不宜采用产生2次谐波谐振的运行方式、操作方式，在故障时应防止出现该种谐振的接线；当确实无法避免时，可在变电站线路继电保护装置内增设过电压速断保护，以缩短该过电压的持续时间。

2 当带电母线对空载变压器合闸出现谐振过电压时，在操作断路器上宜加装合闸电阻。

4.1.9 系统采用带有均压电容的断路器开断连接有电磁式电压互感器的空载母线，经验算可产生铁磁谐振过电压时，宜选用电容式电压互感器。当已装有电磁式电压互感器时，运行中应避免引起谐振的操作方式，可装设专门抑制此类铁磁谐振的装置。

4.1.10 变压器铁磁谐振过电压限制措施应符合下列要求：

1 经验算断路器非全相操作时产生的铁磁谐振过电压，危及110kV及220kV中性点不接地变压器的中性点绝缘时，变压器中性点宜装设间隙，间隙应符合本规范第4.1.4条第1款的要求。

2 当继电保护装置设有缺相保护时，110kV及220kV变压器不接地的中性点可装设无间隙MOA，应验算其吸收能量。该避雷器还应符合雷电过电压下保护变压器中性点标准分级绝缘的要求。

4.1.11 6kV～66kV不接地系统或偶然脱离谐振接地系统的部分，产生的谐振过电压有：

1 中性点接地的电磁式电压互感器过饱和；

2 配电变压器高压绕组对地短路；

3 输电线路单相断线且一端接地或不接地。

4 限制电磁式电压互感器铁磁谐振过电压宜选取下列措施：

1)选用励磁特性饱和点较高的电磁式电压互感器；

2)减少同一系统中电压互感器中性点接地的数量，除电源侧电压互感器高压绕组中性点接地外，其他电压互感器中性点不宜接地；

3)当 X_{C0} 是系统每相对地分布容抗，X_m 为电压互感器在线电压作用下单相绕组的励磁电抗时，可在 10kV 及以下的母线上装设中性点接地的星形接线电容器组或用一段电缆代替架空线路以减少 X_{C0}，使 X_{C0} 小于 $0.01X_m$；

4)当 K_{13} 是互感器一次绕组与开口三角形绕组的变比时，可在电压互感器的开口三角形绕组装设阻值不大于 (X_m/K_{13}^2) 的电阻或装设其他专门消除此类铁磁谐振的装置；

5)电压互感器高压绕组中性点可接入单相电压互感器或消谐装置。

4.1.12 谐振接地的较低电压系统，运行时应避开谐振状态；非谐振接地的较低电压系统，应采取增大对地电容的措施防止高幅值的转移过电压。

4.2 操作过电压及限制

4.2.1 对线路操作过电压绝缘设计起控制作用的空载线路合闸及单相重合闸过电压设计时，应符合下列要求：

1 对范围Ⅱ线路，应按工程条件预测该过电压。预测内容可包括线路各处过电压幅值概率分布、统计过电压、变异系数和过电压波头长度。

2 预测范围Ⅱ线路空载线路合闸操作过电压的条件应符合下列要求：

1)由孤立电源合闸空载线路，线路合闸后的沿线电压不应超过系统最高电压；

2)由与系统相连的变电站合闸空载线路，线路合闸后的沿线电压不宜超过系统最高电压。

3 对于范围Ⅱ同塔双回线路，一回线路的单相接地故障后的单相重合闸过电压宜作为主要工况。

4 范围Ⅱ空载线路合闸和重合闸产生的相对地统计过电压，对330kV、500kV和750kV系统分别不宜大于2.2p.u.、2.0p.u.和1.8p.u.。

5 范围Ⅱ空载线路合闸、单相重合闸过电压的主要限制措施应为断路器采用合闸电阻和装设MOA，也可使用选相合闸措施。限制措施应符合下列要求：

1)对范围Ⅱ的330kV和500kV线路，宜按工程条件通过校验确定仅用MOA限制合闸和重合闸过电压的可行性；

2)为限制此类过电压，也可在线路上适当位置安装MOA。

6 当范围Ⅰ的线路要求深度降低合闸或重合闸过电压时，可采取限制措施。

4.2.2 故障清除过电压及限制应符合下列要求：

1 工程的设计条件宜选用线路单相故障接地故障清除后，在故障线路或相邻线路上产生的过电压；

2 对于两相短路、两相或三相接地故障，可根据预测结果采取相应限制措施；

3 对于线路上较高的故障清除过电压，可在线路中部装设MOA或在断路器上安装分闸电阻予以限制。

4.2.3 无故障甩负荷过电压可采用MOA限制。

4.2.4 对振荡解列操作下的过电压应进行预测。预测振荡解列过电压时，线路送受端电势功角差宜按系统严重工况选取。

4.2.5 投切空载变压器产生的操作过电压可采用MOA限制。

4.2.6 空载线路开断时，断路器发生重击穿产生的空载线路分闸过电压的限制措施应符合下列要求：

1 对 110kV 及 220kV 系统，开断空载架空线路宜采用重击穿概率极低的断路器，开断电缆线路应采用重击穿概率极低的断路器，过电压不宜大于 3.0p.u.。

2 对 66kV 及以下不接地系统或谐振接地系统，开断空载线路应采用重击穿概率极低的断路器。6kV～35kV 的低电阻接地系统，开断空载线路应采用重击穿概率极低的断路器。

4.2.7 6kV～66kV 系统中，开断并联电容补偿装置应采用重击穿概率极低的断路器。限制单相重击穿过电压宜将并联电容补偿装置的 MOA 保护（图 4.2.7）作为后备保护。断路器发生两相重击穿可不作为设计的工况。

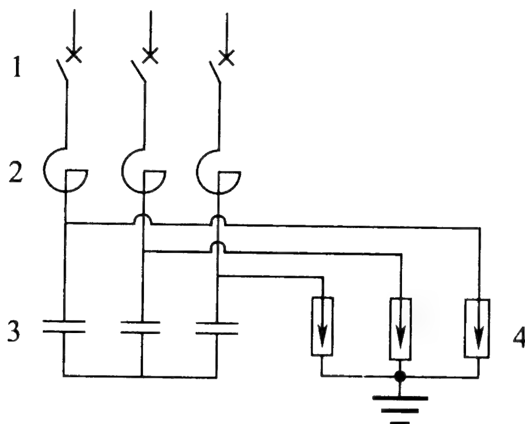


图 4.2.7 并联电容补偿装置的 MOA 保护

1—断路器；2—串联电抗器；3—电容器组；4—MOA

4.2.8 开断并联电抗器时，宜采用截流数值较低的断路器，并宜采用 MOA 或能耗极低的 R-C 阻容吸收装置作为限制断路器强制熄弧截流产生过电压的后备保护。对范围Ⅱ的并联电抗器开断时，也可使用选相分闸装置。

4.2.9 当采用真空断路器或采用截流值较高的少油断路器开断高压感应电动机时，宜在断路器与电动机之间装设旋转电机用 MOA 或能耗极低的 R-C 阻容吸收装置。

4.2.10 对66kV及以下不接地系统发生单相间歇性电弧接地故障时产生的过电压，可根据负荷性质和工程的重要程度进行必要的预测。

4.2.11 为监测范围Ⅱ系统运行中出现的暂时过电压和操作过电压，宜在变电站安装自动记录过电压波形或幅值的装置，并宜定期收集实测结果。

4.3 VFTO及限制

4.3.1 范围ⅡGIS和HGIS变电站应预测隔离开关开合管线产生的VFTO。当VFTO会损坏绝缘时，宜避免引起危险的操作方式或在隔离开关加装阻尼电阻。

4.4 限制操作过电压用MOA的基本要求

4.4.1 电气装置保护用相对地MOA的持续运行电压不应低于系统的最高相电压。变压器、并联电抗器中性点MOA的持续运行电压应按额定电压和适当的荷电率确定。

4.4.2 电气装置保护用MOA的额定电压可按式(4.4.2-1)或式(4.4.2-2)选取，确定参数时应依据系统暂时过电压的幅值、持续时间和MOA的工频电压耐受时间特性。有效接地和低电阻接地系统，接地故障清除时间不大于10s时，MOA的额定电压可按式(4.4.2-1)选取；非有效接地系统，接地故障清除时间大于10s时，MOA的额定电压可按式(4.4.2-2)选取。

$$U_R \geqslant U_T \tag{4.4.2-1}$$

$$U_R \geqslant 1.25U_T \tag{4.4.2-2}$$

式中：U_R——MOA的额定电压（kV）；

U_T——系统的暂时过电压（kV）。

4.4.3 当系统工频过电压符合本规范第4.1.1条和第4.1.3条的规定时，各种系统MOA的持续运行电压和额定电压可按表4.4.3选择。

表 4.4.3 MOA持续运行电压和额定电压

系统中性点接地方式		持续运行电压(kV)		额定电压(kV)	
		相地	中性点	相地	中性点
有效接地	110kV	$U_m/\sqrt{3}$	$0.27U_m/0.46U_m$	$0.75U_m$	$0.35U_m/0.58U_m$
	220kV	$U_m/\sqrt{3}$	$0.10U_m$ $(0.27U_m/0.46U_m)$	$0.75U_m$	$0.35kU_m$ $(0.35U_m/0.58U_m)$
	330kV~750kV	$U_m/\sqrt{3}$	$0.10U_m$	$0.75U_m$	$0.35kU_m$
非有效接地	不接地	$1.10U_m$	$0.64U_m$	$1.38U_m$	$0.80U_m$
	谐振接地	U_m	$U_m/\sqrt{3}$	$1.25U_m$	$0.72U_m$
	低电阻接地	$0.80U_m$	$0.46U_m$	U_m	$U_m/\sqrt{3}$
	高电阻接地	U_m	$U_m/\sqrt{3}$	$1.25U_m$	$U_m/\sqrt{3}$

注:1 110kV、220kV中性点斜线的上、下方数据分别对应系统无和有失地的条件;

2 220kV括号外、内数据分别对应变压器中性点经接地电抗器接地和不接地;

3 220kV变压器中性点经接地电抗器接地和330kV~750kV变压器或高压并联电抗器中性点经接地电抗器接地,当接地电抗器的电抗与变压器或高压并联电抗器的零序电抗之比等于n时,k为$3n/(1+3n)$;

4 本表不适用于110kV、220kV变压器中性点不接地且绝缘水平低于本规范表6.4.6-3所列数值的系统。

4.4.4 具有发电机和旋转电机的系统,相对地MOA的额定电压,对应接地故障清除时间不大于10s时,不应低于旋转电机额定电压的1.05倍;接地故障清除时间大于10s时,不应低于旋转电机额定电压的1.3倍。旋转电机用MOA的持续运行电压不宜低于MOA额定电压的80%。旋转电机中性点用MOA的额定电压,不应低于相应相对地MOA额定电压的$1/\sqrt{3}$。

4.4.5 采用MOA限制各种操作过电压时应通过仿真计算进行校核,其吸收能量应按工程要求确定。

5 雷电过电压及保护

5.1 一 般 规 定

5.1.1 雷电过电压保护设计应包括线路雷电绕击、反击或感应过电压以及变电站直击、雷电侵入波过电压保护的设计。

5.1.2 输电线路和变电站的防雷设计，应结合当地已有线路和变电站的运行经验、地区雷电活动强度、地闪密度、地形地貌及土壤电阻率，通过计算分析和技术经济比较，按差异化原则进行设计。

5.2 避雷针和避雷线的保护范围

5.2.1 单支避雷针的保护范围(图 5.2.1)，应按下列公式计算：

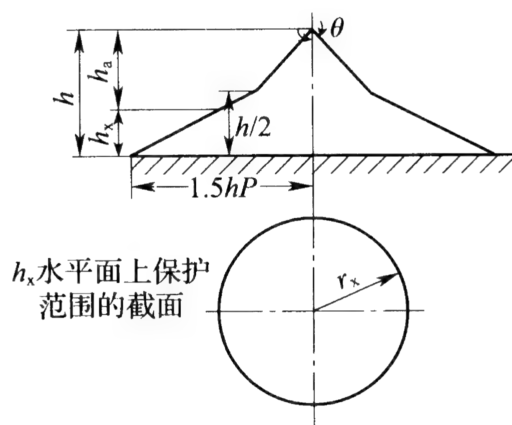


图 5.2.1 单支避雷针的保护范围

θ—保护角(°)

1 避雷针在地面上的保护半径，应按下式计算：

$$r=1.5hP \tag{5.2.1-1}$$

式中：r——保护半径（m）；

h——避雷针或避雷线的高度（m），当 $h>120$m 时，可取其等于 120m；

P——高度影响系数，$h\leqslant 30$m，$P=1$；30m$<h\leqslant 120$m，$P=$

$5.5/\sqrt{h}$；$h>120\text{m}$，$P=0.5$。

2 在被保护物高度 h_x 水平面上的保护半径应按下列方法确定：

1) 当 $h_x \geq 0.5h$ 时，保护半径应按下式确定：

$$r_x=(h-h_x)P=h_a P \quad (5.2.1\text{-}2)$$

式中：r_x——避雷针或避雷线在 h_x 水平面上的保护范围（m）；

h_x——被保护物的高度（m）；

h_a——避雷针的有效高度（m）。

2) 当 $h_x<0.5h$ 时，保护半径应按下式确定：

$$r_x=(1.5h-2h_x)P \quad (5.2.1\text{-}3)$$

5.2.2 两支等高避雷针的保护范围（图 5.2.2-1），应按下列方法确定：

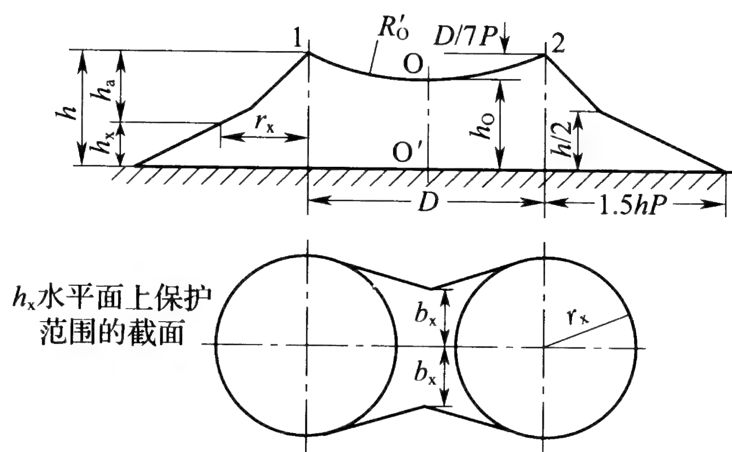


图 5.2.2-1　高度为 h 的两等高避雷针的保护范围

1 两针外侧的保护范围应按单支避雷针的计算方法确定。

2 两针间的保护范围应按通过两针顶点及保护范围上部边缘最低点 O 的圆弧确定，圆弧的半径为 R'_O。O 点为假想避雷针的顶点，其高度应按下式计算：

$$h_O=h-D/(7P) \quad (5.2.2)$$

式中：h_O——两针间保护范围上部边缘最低点高度（m）；

D——两避雷针间的距离（m）。

3　两针间 h_x 水平面上保护范围的一侧最小宽度 b_x 应按图 5.2.2-2 确定。当 b_x 大于 r_x 时，应取 b_x 等于 r_x。

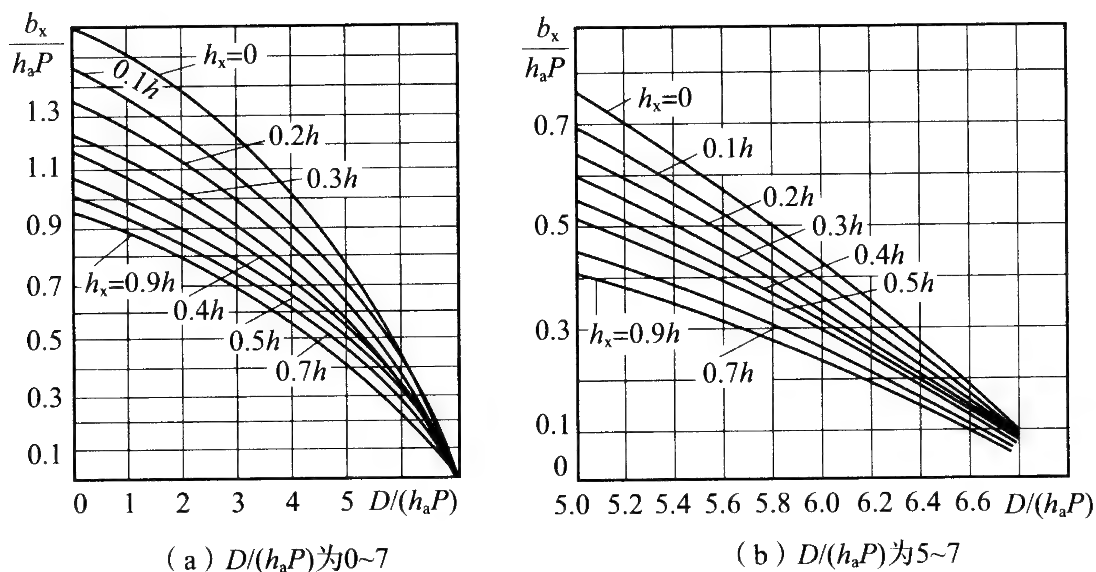
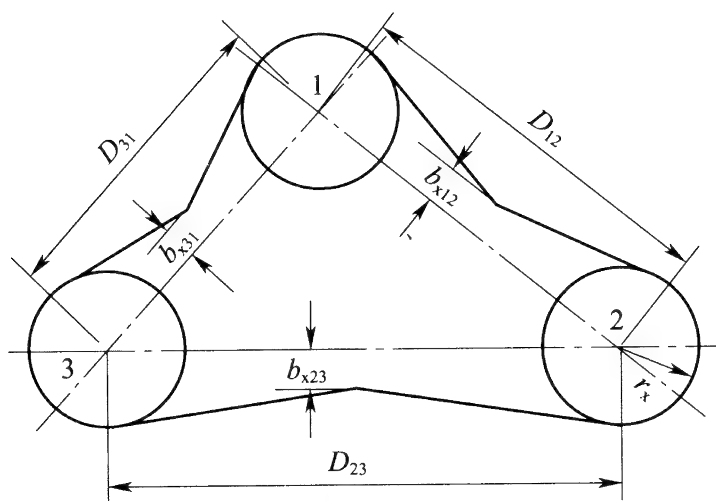


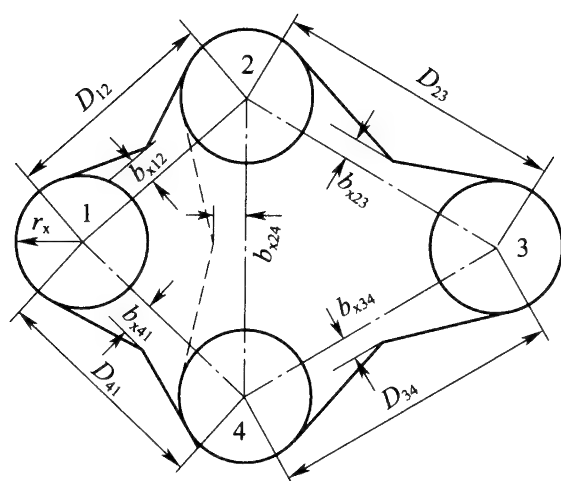
图 5.2.2-2　两等高避雷针间保护范围的一侧最小宽度(b_x)与 $D/(h_aP)$的关系

4　两针间距离与针高之比 D/h 不宜大于 5。

5.2.3　多支等高避雷针的保护范围(图 5.2.3)，应按下列方法确定：



(a) 三支等高避雷针在h_x水平面上的保护范围



（b）四支等高避雷针在h_x水平面上的保护范围

图 5.2.3　三支、四支等高避雷针在 h_x 水平面上的保护范围

1　三支等高避雷针所形成的三角形的外侧保护范围应分别按两支等高避雷针的计算方法确定。在三角形内被保护物最大高度 h_x 水平面上，各相邻避雷针间保护范围的一侧最小宽度 $b_x \geqslant 0$ 时，全部面积可受到保护。

2　四支及以上等高避雷针所形成的四角形或多角形，可先将其分成两个或数个三角形，然后分别按三支等高避雷针的方法计算。

5.2.4　单根避雷线在 h_x 水平面上每侧保护范围的宽度（图 5.2.4），应按下列方法确定：

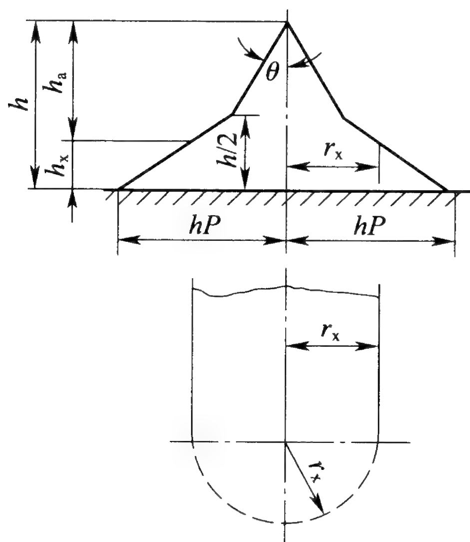


图 5.2.4　单根避雷线的保护范围

注：当 h 不大于 30m 时，θ 为 25°。

1 当 $h_x \geq h/2$ 时，每侧保护范围的宽度应按下式计算：

$$r_x = 0.47(h - h_x)P \quad (5.2.4\text{-}1)$$

2 当 $h_x < h/2$ 时，每侧保护范围的宽度应按下式计算：

$$r_x = (h - 1.53h_x)P \quad (5.2.4\text{-}2)$$

5.2.5 两根等高平行避雷线的保护范围（图 5.2.5），应按下列方法确定：

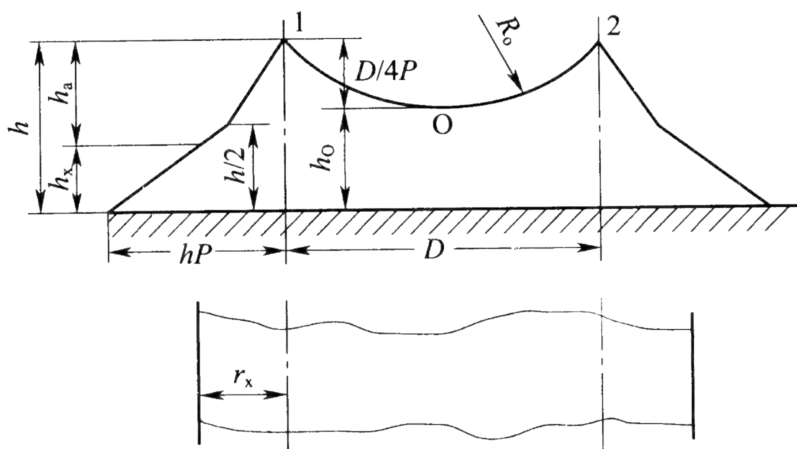


图 5.2.5 两根等高平行避雷线的保护范围

h_x——水平面上保护范围的截面

1 两避雷线外侧的保护范围应按单根避雷线的计算方法确定。

2 两避雷线间各横截面的保护范围应由通过两避雷线及保护范围边缘最低点 O 的圆弧确定。O 点的高度应按下式计算：

$$h_O = h - D/(4P) \quad (5.2.5\text{-}1)$$

式中：h_O——两避雷线间保护范围上部边缘最低点的高度（m）；

D——两避雷线间的距离（m）。

3 两避雷线端部的外侧保护范围按单根避雷线保护范围计算。两线间端部保护最小宽度 b_x 应按下列方法确定：

1）当 $h_x \geq h/2$ 时，b_x 应按下式计算：

$$b_x = 0.47(h_O - h_x)P \quad (5.2.5\text{-}2)$$

2）当 $h_x < h/2$ 时，b_x 应按下式计算：

$$b_x = (h_O - 1.53h_x)P \quad (5.2.5\text{-}3)$$

5.2.6 不等高避雷针、避雷线的保护范围(图 5.2.6),应按下列方法确定:

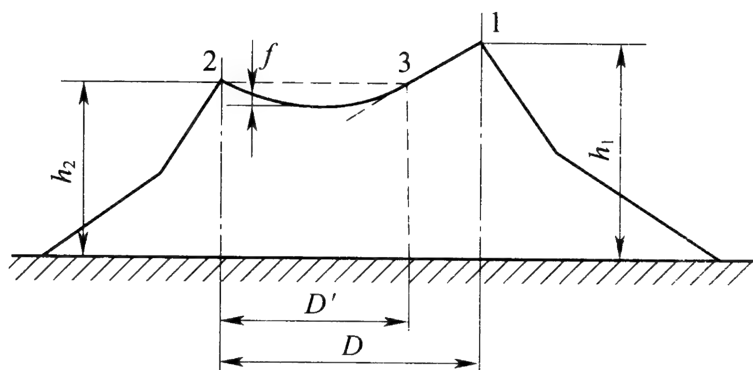


图 5.2.6 两支不等高避雷针的保护范围

1 两支不等高避雷针外侧的保护范围应分别按单支避雷针的计算方法确定。

2 两支不等高避雷针间的保护范围应按单支避雷针的计算方法,先确定较高避雷针 1 的保护范围,然后由较低避雷针 2 的顶点,做水平线与避雷针 1 的保护范围相交于点 3,取点 3 避雷针的计算方法确定避雷针 2 和 3 间的保护范围。通过避雷针 2、3 顶点及保护范围上部边缘最低点的圆弧,其弓高应按下式计算:

$$f = D'/(7P) \tag{5.2.6}$$

式中:f——圆弧的弓高 (m);

D'——避雷针 2 和等效避雷针 3 间的距离 (m)。

3 对多支不等高避雷针所形成的多角形,各相邻两避雷针的外侧保护范围应按两支不等高避雷针的计算方法确定;三支不等高避雷针,在三角形内被保护物最大高度 h_x 水平面上,各相邻避雷针间保护范围一侧最小宽度 $b_x \geqslant 0$ 时,全部面积可受到保护;四支及以上不等高避雷针所形成的多角形,其内侧保护范围可仿照等高避雷针的方法确定。

4 两支不等高避雷线各横截面的保护范围,应仿照两支不等高避雷针的方法,按式(5.2.6)计算。

5.2.7 山地和坡地上避雷针的保护范围应有所减小,应按下列方

法确定：

1 避雷针的保护范围可按本规范式(5.2.1-1)～式(5.2.1-3)计算。

2 两等高避雷针保护范围 b_x 按本规范图 5.2.2-2 确定的 b_x 乘以 0.75 求得，上部边缘最低点高度可按下式计算：

$$h_0 = h - D/(5P) \quad (5.2.7\text{-}1)$$

3 两不等高避雷针保护范围的弓高可按下式计算：

$$f = D'/(5P) \quad (5.2.7\text{-}2)$$

4 利用山势设立的远离被保护物的避雷针不得作为主要保护装置。

5.2.8 相互靠近的避雷针和避雷线的联合保护范围可按下列方法确定：

1 避雷针、线外侧保护范围可分别按单针、线的保护范围确定。

2 内侧保护范围可将不等高针、线划为等高针、线，再将等高针、线视为等高避雷线计算。

5.3 高压架空输电线路的雷电过电压保护

5.3.1 线路的雷电过电压保护应符合下列要求：

1 输电线路防雷电保护设计时，应根据线路在电网中的重要性、运行方式、当地原有线路的运行经验、线路路径的雷电活动情况、地闪密度、地形地貌和土壤电阻率，通过经济技术比较制订出差异化的设计方案。

2 少雷区除外的其他地区的 220kV～750kV 线路应沿全线架设双地线。110kV 线路可沿全线架设地线，在山区和强雷区，宜架设双地线。在少雷区可不沿全线架设地线，但应装设自动重合闸装置。35kV 及以下线路，不宜全线架设地线。

3 除少雷区外，6kV 和 10kV 钢筋混凝土杆配电线路，宜采用瓷或其他绝缘材料的横担，并应以较短的时间切除故障，以减少雷击跳闸和断线事故。

4 杆塔处地线对边导线的保护角，应符合下列要求：

1）对于单回路，330kV 及以下线路的保护角不宜大于 15°，500kV～750kV 线路的保护角不宜大于 10°；

2）对于同塔双回或多回路，110kV 线路的保护角不宜大于 10°，220kV 及以上线路的保护角不宜大于 0°；

3）单地线线路保护角不宜大于 25°；

4）重覆冰线路的保护角可适当加大；

5）多雷区和强雷区的线路可采用负保护角。

5 双地线线路，杆塔处两根地线间的距离不应大于导线与地线间垂直距离的 5 倍。

6 有地线线路的反击耐雷水平不宜低于表 5.3.1-1 所列数值。

表 5.3.1-1 有地线线路的反击耐雷水平(kA)

系统标称电压(kV)	35	66	110	220	330	500	750
单回线路	24～36	31～47	56～68	87～96	120～151	158～177	208～232
同塔双回线路	—	—	50～61	79～92	108～137	142～162	192～224

注：1 反击耐雷水平的较高和较低值分别对应线路杆塔冲击接地电阻 7Ω 和 15Ω；

2 雷击时刻工作电压为峰值且与雷击电流反极性；

3 发电厂、变电站进线保护段杆塔耐雷水平不宜低于表中的较高数值。

7 雷季干燥时，有地线线路在杆塔不连地线时测量的线路杆塔的工频接地电阻，不宜超过表 5.3.1-2 所列数值。

表 5.3.1-2 线路杆塔的工频接地电阻

土壤电阻率 ρ (Ω·m)	$\rho\leqslant100$	$100<\rho\leqslant500$	$500<\rho\leqslant1000$	$1000<\rho\leqslant2000$	$\rho>2000$
接地电阻 (Ω)	10	15	20	25	30

注：1 土壤电阻率超过 2000Ω·m，接地电阻很难降低到 30Ω 时，可采用 6 根～8 根总长不超过 500m 的放射形接地体，或采用连续伸长接地体，接地电阻不受限制；

2 变电站进线段杆塔工频接地电阻不宜高于 10Ω。

8 有地线的线路应防止雷击档距中央地线反击导线，档距中央导地线间距应符合下列要求：

1）范围Ⅰ的输电线路，15℃无风时档距中央导线与地线间的最小距离宜按下式计算：

$$S_1 = 0.012l + 1 \quad (5.3.1\text{-}1)$$

式中：S_1——导线与地线间的距离（m）；

l——档距长度（m）。

2）范围Ⅱ的输电线路，15℃无风时档距中央导线与地线间的最小距离宜按下式计算：

$$S_1 = 0.015l + 1 \quad (5.3.1\text{-}2)$$

9 钢筋混凝土杆铁横担和钢筋混凝土横担线路的地线支架、导线横担与绝缘子固定部分或瓷横担固定部分之间，宜有可靠的电气连接并与接地引下线相连。主杆非预应力钢筋已用绑扎或焊接连成电气通路时，可兼作接地引下线。利用钢筋兼作接地引下线的钢筋混凝土电杆，其钢筋与接地螺母、铁横担间应有可靠的电气连接。

10 中雷区及以上地区 35kV 及 66kV 无地线线路宜采取措施，减少雷击引起的多相短路和两相异点接地引起的断线事故，钢筋混凝土杆和铁塔宜接地。在多雷区接地电阻不宜超过 30Ω，其余地区接地电阻可不受限制。钢筋混凝土杆和铁塔应充分利用其自然接地作用，在土壤电阻率不超过 100Ω·m 或有运行经验的地区，可不另设人工接地装置。

11 两端与架空线路相连接的长度超过 50m 的电缆，应在其两端装设 MOA；长度不超过 50m 的电缆，可只在任何一端装设 MOA。

12 绝缘地线放电间隙的型式和间隙距离，应根据线路正常运行时地线上的感应电压、间隙动作后续流熄弧和继电保护的动作条件确定。

5.3.2 线路交叉部分的保护应符合下列要求：

1　当导线运行温度为40℃或当设计允许温度80℃的导线运行温度为50℃时，同级电压线路相互交叉或与较低电压线路、通信线路交叉时的两交叉线路导线间或上方线路导线与下方线路地线间的垂直距离，不得小于表5.3.2所列数值。对按允许载流量计算导线截面的线路，还应校验当导线为最高允许温度时的交叉距离，此距离应大于操作过电压要求的空气间隙距离，且不得小于0.8m。

表5.3.2　同级电压线路相互交叉或与较低电压线路、通信线路交叉时的两交叉线路导线间或上方线路导线与下方线路地线间的垂直距离

系统标称电压（kV）	6、10	20～110	220	330	500	750
交叉距离（m）	2	3	4	5	6（8.5）	7（12）

注：括号内为至输电线路杆顶或至通信线路之交叉距离。

2　6kV及以上的同级电压线路相互交叉或与较低电压线路、通信线路交叉时，交叉档应采取下列保护措施：

1）交叉档两端的钢筋混凝土杆或铁塔，不论有无地线，均应接地。

2）交叉距离比表5.3.2所列数值大2m及以上时，交叉档可不采取保护措施。

3　交叉点至最近杆塔的距离不超过40m，可不在此线路交叉档的另一杆塔上装设交叉保护用的接地装置。

5.3.3　大跨越档的雷电过电压保护应符合下列要求：

1　范围Ⅰ架空线路大跨越档的雷电过电压保护应符合下列要求：

1）全高超过40m有地线的杆塔，每增高10m，应增加一个绝缘子，地线对边导线的保护角应符合本规范第5.3.1条第4款的规定。接地电阻不应超过本规范表5.3.1-2所列数值的50%，当土壤电阻率大于2000Ω·m时，不宜超过20Ω。全高超过100m的杆塔，绝缘子数量应结合运行经验，通过雷电过电压的计算确定。

2)未沿全线架设地线的35kV新建线路中的大跨越段，宜架设地线或安装线路防雷用避雷器，并应比一般线路增加一个绝缘子。

3)根据雷击档距中央地线时防止反击的条件，防止反击要求的大跨越档导线与地线间的距离不得小于表5.3.3的要求。

表5.3.3 防止反击要求的大跨越档导线与地线间的距离

系统标称电压(kV)	35	66	110	220
距离(m)	3.0	6.0	7.5	11.0

2 范围Ⅱ架空线路大跨越档的雷电过电压保护应符合下列要求：

1)大跨越档在雷电过电压下安全运行年数不宜低于50a。

2)大跨越线路随杆塔高度增加宜增加杆塔的绝缘水平。导线对杆塔的空气间隙距离应根据雷电过电压计算确定。绝缘子串的长度宜根据雷电过电压计算进行校核。

3)根据雷击档距中央地线时控制反击的条件，大跨越档距中央导线与地线间的距离应通过雷电过电压的计算确定。

4)大跨越杆塔的地线保护角不宜大于一般线路的保护角。

5)宜安装线路避雷器，以提高安全水平和降低综合造价。

5.3.4 同塔双回110kV和220kV线路，可采取下列形成不平衡绝缘的措施以减少雷击引起双回线路同时闪络跳闸的概率：

1 在一回线路上适当增加绝缘；

2 在一回线路上安装绝缘子并联间隙。

5.3.5 多雷区、强雷区或地闪密度较高的地段，除改善接地装置、加强绝缘和选择适当的地线保护角外，可采取安装线路防雷用避雷器的措施来降低线路雷击跳闸率，并应符合下列要求：

1 安装线路避雷器宜根据技术经济原则因地制宜的制订实施方案。

2 线路避雷器宜在下列地点安装：多雷地区发电厂、变电站进线段且接地电阻较大的杆塔；山区线路易击段杆塔和易击杆；山区线路杆塔接地电阻过大、易发生闪络且改善接地电阻困难也不经济的杆塔；大跨越的高杆塔；多雷区同塔双回路线路易击段的杆塔。

3 线路避雷器在杆塔上的安装方式应符合下列要求：

1)110kV、220kV 单回线路宜在 3 相绝缘子串旁安装；

2)330kV～750kV 单回线路可在两边相绝缘子串旁安装；

3)同塔双回线路宜在一回路线路绝缘子串旁安装。

5.3.6 中雷区及以上地区或地闪密度较高的地区，可采取安装绝缘子并联间隙的措施保护绝缘子，并应符合下列要求：

1 绝缘子并联间隙与被保护的绝缘子的雷电放电电压之间的配合应做到雷电过电压作用时并联间隙可靠动作，同时不宜过分降低线路绕击或反击耐雷电水平。

2 绝缘子并联间隙应在冲击放电后有效地导引工频短路电流电弧离开绝缘子本体，以免其灼伤。

3 绝缘子并联间隙的安装应牢固，并联间隙本体应有一定的耐电弧和防腐蚀能力。

5.4 发电厂和变电站的雷电过电压保护

5.4.1 发电厂和变电站的直击雷过电压保护可采用避雷针或避雷线，其保护范围可按本规范第 5.2 节确定。下列设施应设直击雷保护装置：

1 屋外配电装置，包括组合导线和母线廊道；

2 火力发电厂的烟囱、冷却塔和输煤系统的高建筑物(地面转运站、输煤栈桥和输煤筒仓)；

3 油处理室、燃油泵房、露天油罐及其架空管道、装卸油台、易燃材料仓库；

4 乙炔发生站、制氢站、露天氢气罐、氢气罐储存室、天然气

调压站、天然气架空管道及其露天贮罐；

5 多雷区的牵引站。

5.4.2 发电厂的主厂房、主控制室、变电站控制室和配电装置室的直击雷过电压保护应符合下列要求：

1 发电厂的主厂房、主控制室和配电装置室可不装设直击雷保护装置。为保护其他设备而装设的避雷针，不宜装在独立的主控制室和35kV及以下变电站的屋顶上。采用钢结构或钢筋混凝土结构有屏蔽作用的建筑物的车间变电站可装设直击雷保护装置。

2 强雷区的主厂房、主控制室、变电站控制室和配电装置室宜有直击雷保护。

3 主厂房装设避直击雷保护装置或为保护其他设备而在主厂房上装设避雷针时，应采取加强分流、设备的接地点远离避雷针接地引下线的入地点、避雷针接地引下线远离电气设备的防止反击措施，并宜在靠近避雷针的发电机出口处装设一组旋转电机用MOA。

4 主控制室、配电装置室和35kV及以下变电站的屋顶上装设直击雷保护装置时，应将屋顶金属部分接地；钢筋混凝土结构屋顶，应将其焊接成网接地；非导电结构的屋顶，应采用避雷带保护，该避雷带的网格应为8m～10m，每隔10m～20m应设接地引下线，该接地引下线应与主接地网连接，并应在连接处加装集中接地装置。

5 峡谷地区的发电厂和变电站宜用避雷线保护。

6 已在相邻建筑物保护范围内的建筑物或设备，可不装设直击雷保护装置。

7 屋顶上的设备金属外壳、电缆金属外皮和建筑物金属构件均应接地。

5.4.3 露天布置的GIS的外壳可不装设直击雷保护装置，外壳应接地。

5.4.4 发电厂和变电站有爆炸危险且爆炸后会波及发电厂和变电站内主设备或严重影响发供电的建(构)筑物,应用独立避雷针保护,采取防止雷电感应的措施,并应符合下列要求:

1 避雷针与易燃油贮罐和氢气天然气罐体及其呼吸阀之间的空气中距离,避雷针及其接地装置与罐体、罐体的接地装置和地下管道的地中距离应符合本规范第5.4.11条第1款及第2款的要求。避雷针与呼吸阀的水平距离不应小于3m,避雷针尖高出呼吸阀不应小于3m。避雷针的保护范围边缘高出呼吸阀顶部不应小于2m。避雷针的接地电阻不宜超过10Ω。在高土壤电阻率地区,接地电阻难以降到10Ω,且空气中距离和地中距离符合本规范第5.4.11条第1款的要求时,可采用较高的电阻值。避雷针与$5000m^3$以上贮罐呼吸阀的水平距离不应小于5m,避雷针尖高出呼吸阀不应小于5m。

2 露天贮罐周围应设闭合环形接地体,接地电阻不应超过30Ω,无独立避雷针保护的露天贮罐不应超过10Ω,接地点不应少于2处,接地点间距不应大于30m。架空管道每隔20m~25m应接地1次,接地电阻不应超过30Ω。易燃油贮罐的呼吸阀、易燃油和天然气贮罐的热工测量装置应与贮罐的接地体用金属线相连的方式进行重复接地。不能保持良好电气接触的阀门、法兰、弯头的管道连接处应跨接。

5.4.5 发电厂和变电站的直击雷保护装置包括兼作接闪器的设备金属外壳、电缆金属外皮、建筑物金属构件,其接地可利用发电厂或变电站的主接地网,应在直击雷保护装置附近装设集中接地装置。

5.4.6 独立避雷针的接地装置应符合下列要求:

1 独立避雷针宜设独立的接地装置。

2 在非高土壤电阻率地区,接地电阻不宜超过10Ω。

3 该接地装置可与主接地网连接,避雷针与主接地网的地下连接点至35kV及以下设备与主接地网的地下连接点之间,沿接

地极的长度不得小于15m。

4 独立避雷针不应设在人经常通行的地方，避雷针及其接地装置与道路或出入口的距离不宜小于3m，否则应采取均压措施或铺设砾石或沥青地面。

5.4.7 架构或房顶上安装避雷针应符合下列要求：

1 110kV及以上的配电装置，可将避雷针装在配电装置的架构或房顶上，在土壤电阻率大于1000Ω·m的地区，宜装设独立避雷针。装设非独立避雷针时，应通过验算，采取降低接地电阻或加强绝缘的措施。

2 66kV的配电装置，可将避雷针装在配电装置的架构或房顶上，在土壤电阻率大于500Ω·m的地区，宜装设独立避雷针。

3 35kV及以下高压配电装置架构或房顶不宜装避雷针。

4 装在架构上的避雷针应与接地网连接，并应在其附近装设集中接地装置。装有避雷针的架构上，接地部分与带电部分间的空气中距离不得小于绝缘子串的长度或非污秽区标准绝缘子串的长度。

5 除大坝与厂房紧邻的水力发电厂外，装设在除变压器门型架构外的架构上的避雷针与主接地网的地下连接点至变压器外壳接地线与主接地网的地下连接点之间，埋入地中的接地极的长度不得小于15m。

5.4.8 变压器门型架构上安装避雷针或避雷线应符合下列要求：

1 除大坝与厂房紧邻的水力发电厂外，当土壤电阻率大于350Ω·m时，在变压器门型架构上和在离变压器主接地线小于15m的配电装置的架构上，不得装设避雷针、避雷线；

2 当土壤电阻率不大于350Ω·m时，应根据方案比较确有经济效益，经过计算采取相应的防止反击措施后，可在变压器门型架构上装设避雷针、避雷线；

3 装在变压器门型架构上的避雷针应与接地网连接，并应沿不同方向引出3根到4根放射形水平接地体，在每根水平接地体

上离避雷针架构 3m～5m 处应装设 1 根垂直接地体；

4 6kV～35kV 变压器应在所有绕组出线上或在离变压器电气距离不大于 5m 条件下装设 MOA；

5 高压侧电压 35kV 变电站，在变压器门型架构上装设避雷针时，变电站接地电阻不应超过 4Ω。

5.4.9 线路的避雷线引接到发电厂或变电站应符合下列要求：

1 110kV 及以上配电装置，可将线路的避雷线引接到出线门型架构上，在土壤电阻率大于 1000Ω·m 的地区，还应装设集中接地装置；

2 35kV 和 66kV 配电装置，在土壤电阻率不大于 500Ω·m 的地区，可将线路的避雷线引接到出线门型架构上，应装设集中接地装置；

3 35kV 和 66kV 配电装置，在土壤电阻率大于 500Ω·m 的地区，避雷线应架设到线路终端杆塔为止。从线路终端杆塔到配电装置的一档线路的保护，可采用独立避雷针，也可在线路终端杆塔上装设避雷针。

5.4.10 烟囱和装有避雷针和避雷线架构附近的电源线应符合下列要求：

1 火力发电厂烟囱附近的引风机及其电动机的机壳应与主接地网连接，并应装设集中接地装置，该接地装置宜与烟囱的接地装置分开。当不能分开时，引风机的电源线应采用带金属外皮的电缆，电缆的金属外皮应与接地装置连接。

2 机械通风冷却塔上电动机的电源线、装有避雷针和避雷线的架构上的照明灯电源线，均应采用直接埋入地下的带金属外皮的电缆或穿入金属管的导线。电缆外皮或金属管埋地长度在 10m 以上，可与 35kV 及以下配电装置的接地网及低压配电装置相连接。

3 不得在装有避雷针、避雷线的构筑物上架设未采取保护措施的通信线、广播线和低压线。

5.4.11 独立避雷针、避雷线与配电装置带电部分间的空气中距离以及独立避雷针、避雷线的接地装置与接地网间的地中距离应符合下列要求：

1 独立避雷针与配电装置带电部分、发电厂和变电站电气设备接地部分、架构接地部分之间的空气中距离，应符合下式的要求：

$$S_a \geqslant 0.2R_i + 0.1h_j \quad (5.4.11\text{-}1)$$

式中：S_a——空气中距离（m）；

R_i——避雷针的冲击接地电阻（Ω）；

h_j——避雷针校验点的高度（m）。

2 独立避雷针的接地装置与发电厂或变电站接地网间的地中距离，应符合下式的要求：

$$S_e \geqslant 0.3R_i \quad (5.4.11\text{-}2)$$

式中：S_e——地中距离（m）。

3 避雷线与配电装置带电部分、发电厂和变电站电气设备接地部分以及架构接地部分间的空气中距离，应符合下式的要求：

1） 对一端绝缘、另一端接地的避雷线：

$$S_a \geqslant 0.2R_i + 0.1(h + \Delta l) \quad (5.4.11\text{-}3)$$

式中：Δl——避雷线上校验的雷击点与最近接地支柱的距离（m）。

2） 对两端接地的避雷线：

$$S_a \geqslant \beta'[0.2R_i + 0.1(h + \Delta l)] \quad (5.4.11\text{-}4)$$

式中：β'——避雷线分流系数。

3） 避雷线分流系数可按下式计算：

$$\beta' = \frac{1 + \dfrac{\tau_t R_i}{12.4(l_2 + h)}}{1 + \dfrac{\Delta l + h}{l_2 + h} + \dfrac{\tau_t R_i}{6.2(l_2 + h)}} \approx \frac{l_2 + h}{l_2 + \Delta l + 2h} = \frac{l' - \Delta l + h}{l' + 2h} \quad (5.4.11\text{-}5)$$

式中：l_2——避雷线上校验的雷击点与另一端支柱间的距离（m）；

l'——避雷线两支柱间的距离（m）；

τ_t——雷电流的波头长度，可取 2.6μs。

4 避雷线的接地装置与发电厂或变电站接地网间的地中距离，对一端绝缘另一端接地的避雷线，应按本规范式(5.4.11-3)校验；对两端接地的避雷线应符合下式要求：

$$S_e \geqslant 0.3\beta' R_i \tag{5.4.11-6}$$

5 S_a不宜小于 5m，S_e不宜小于 3m。对 66kV 及以下配电装置，包括组合导线、母线廊道，应降低感应过电压，当条件许可时，应增大 S_a。

5.4.12 范围Ⅱ发电厂和变电站高压配电装置的雷电侵入波过电压保护应符合下列要求：

1 2km 架空进线保护段范围内的杆塔耐雷水平应符合本规范表 5.3.1-1 的要求。应采取措施减少近区雷击闪络。

2 发电厂和变电站高压配电装置的雷电侵入波过电压保护用 MOA 的设置和保护方案，宜通过仿真计算确定。雷电侵入波过电压保护用的 MOA 的基本要求可按照本规范第 4.4.1 条至第 4.4.3 条。

3 发电厂和变电站的雷电安全运行年，不宜低于表 5.4.12 所列数值。

表 5.4.12 发电厂和变电站的雷电安全运行年

统标称电压（kV）	330	500	750
安全运行年(a)	600	800	1000

4 变压器和高压并联电抗器的中性点经接地电抗器接地时，中性点上应装设 MOA 保护。

5.4.13 范围Ⅰ发电厂和变电站高压配电装置的雷电侵入波过电压保护应符合下列要求：

1 发电厂和变电站应采取措施防止或减少近区雷击闪络。未沿全线架设地线的 35kV～110kV 架空输电线路，应在变电站 1km～2km 的进线段架设地线。220kV 架空输电线路 2km 进线保护段范围内以及 35kV～110kV 线路 1km～2km 进线保护段范

围内的杆塔耐雷水平，应符合本规范表 5.3.1-1 的要求。

2 未沿全线架设地线的 35kV～110kV 线路，其变电站的进线段应采用图 5.4.13-1 所示的保护接线。在雷季，变电站 35kV～110kV 进线的隔离开关或断路器经常断路运行，同时线路侧又带电时，应在靠近隔离开关或断路器处装设一组 MOA。

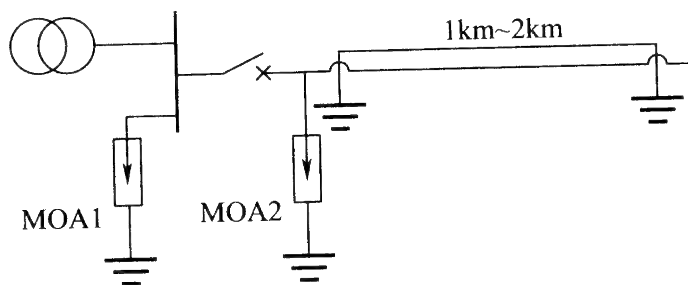
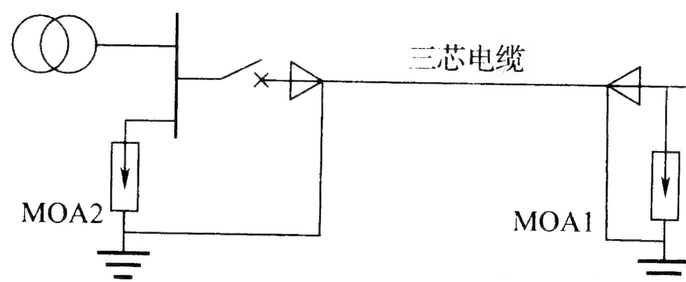


图 5.4.13-1 35kV～110kV 变电站的进线保护接线

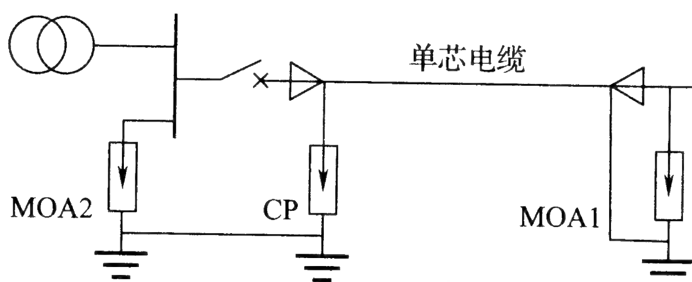
3 全线架设地线的 66kV～220kV 变电站，当进线的隔离开关或断路器经常断路运行，同时线路侧又带电时，宜在靠近隔离开关或断路器处装设一组 MOA。

4 为防止雷击线路断路器跳闸后待重合时间内重复雷击引起变电站电气设备的损坏，多雷区及运行中已出现过此类事故的地区的 66kV～220kV 敞开式变电站和电压范围Ⅱ变电站的 66kV～220kV 侧，线路断路器的线路侧宜安装一组 MOA。

5 发电厂、变电站的 35kV 及以上电缆进线段，电缆与架空线的连接处应装设 MOA，其接地端应与电缆金属外皮连接。对三芯电缆，末端的金属外皮应直接接地[图 5.4.13-2 (a)]；对单芯电缆，应经金属氧化物电缆护层保护器(CP)接地[图 5.4.13-2 (b)]。电缆长度不超过 50m 或虽超过 50m，但经校验装一组 MOA 即能符合保护要求时，图 5.4.13-2 中可只装 MOA1 或 MOA2。电缆长度超过 50m，且断路器在雷季经常断路运行时，应在电缆末端装设 MOA。连接电缆段的 1km 架空线路应架设地线。全线电缆—变压器组接线的变电站内是否装设 MOA，应根据电缆另一端有无雷电过电压波侵入的可能，经校验确定。



(a)三芯电缆段的变电站进线保护接线



(b)单芯电缆段的变电站进线保护接线

图 5.4.13-2　具有 35kV 及以上电缆段的变电站进线保护接线

6　具有架空进线的 35kV 及以上发电厂和变电站敞开式高压配电装置中 MOA 的配置应符合下列要求：

1) 35kV 及以上装有标准绝缘水平的设备和标准特性 MOA 且高压配电装置采用单母线、双母线或分段的电气主接线时，MOA 可仅安装在母线上。MOA 至主变压器间的最大电气距离可按表 5.4.13-1 确定。对其他设备的最大距离可相应增加 35%。MOA 与主被保护设备的最大电气距离超过规定值时，可在主变压器附近增设一组 MOA。变电站内所有 MOA 应以最短的接地线与配电装置的主接地网连接，同时应在其附近装设集中接地装置。

2) 在本条第 4 款的情况下，线路入口 MOA 与被保护设备的电气距离不超过规定值时，可不在母线上安装 MOA。

3) 架空进线采用同塔双回路杆塔，确定 MOA 与变压器最大电气距离时，进线路数应计为一路，且在雷季中宜避免将其中一路断开。

表 5.4.13-1 MOA 至主变压器间的最大电气距离(m)

系统标称电压(kV)	进线长度(km)	进线路数			
		1	2	3	≥4
35	1.0	25	40	50	55
	1.5	40	55	65	75
	2.0	50	75	90	105
66	1.0	45	65	80	90
	1.5	60	85	105	115
	2.0	80	105	130	145
110	1.0	55	85	105	115
	1.5	90	120	145	165
	2.0	125	170	205	230
220	2.0	125 (90)	195 (140)	235 (170)	265 (190)

注:1 全线有地线进线长度取 2km,进线长度在 1km～2km 时的距离可按补插法确定;

2 标准绝缘水平指 35kV、66kV、110kV 及 220kV 变压器、电压互感器标准雷电冲击全波耐受电压分别为 200kV、325kV、480kV 及 950kV。括号内的数值对应的雷电冲击全波耐受电压为 850kV。

7 对于 35kV 及以上具有架空或电缆进线、主接线特殊的敞开式或 GIS 电站,应通过仿真计算确定保护方式。

8 有效接地系统中的中性点不接地的变压器,中性点采用分级绝缘且未装设保护间隙时,应在中性点装设中性点 MOA。中性点采用全绝缘,变电站为单进线且为单台变压器运行时,也应在中性点装设 MOA。不接地、谐振接地和高电阻接地系统中的变压器中性点,可不装设保护装置,多雷区单进线变电站且变压器中性点引出时,宜装设 MOA。

9 自耦变压器应在其两个自耦合的绕组出线上装设 MOA,该 MOA 应装在自耦变压器和断路器之间,并采用图 5.4.13-3 的 MOA 保护接线。

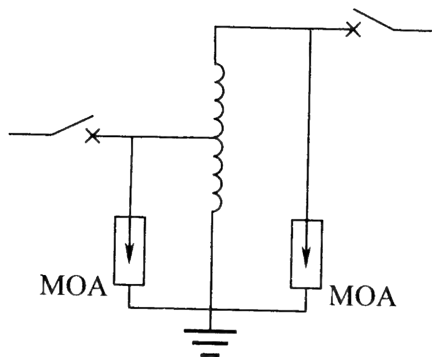


图 5.4.13-3 自耦变压器的 MOA 保护接线

10 35kV～220kV 开关站，应根据其重要性和进线路数，在进线上装设 MOA。

11 应在与架空线路连接的三绕组变压器的第三开路绕组或第三平衡绕组以及发电厂双绕组升压变压器当发电机断开由高压侧倒送厂用电时的二次绕组的 3 相上各安装一支 MOA，以防止由变压器高压绕组雷电波电磁感应传递的过电压对其他各相应绕组的损坏。

12 变电站的 6kV 和 10kV 配电装置的雷电侵入波过电压的保护应符合下列要求：

1）变电站的 6kV 和 10kV 配电装置，应在每组母线和架空进线上分别装设电站型和配电型 MOA，并应采用图 5.4.13-4 所示的保护接线。MOA 至 6kV～10kV 主变压器的最大电气距离宜符合表 5.4.13-2 所列数值。

2）架空进线全部在厂区内，且受到其他建筑物屏蔽时，可只在母线上装设 MOA。

3）有电缆段的架空线路，MOA 应装设在电缆头附近，其接地端应与电缆金属外皮相连。各架空进线均有电缆段时，MOA 与主变压器的最大电气距离可不受限制。

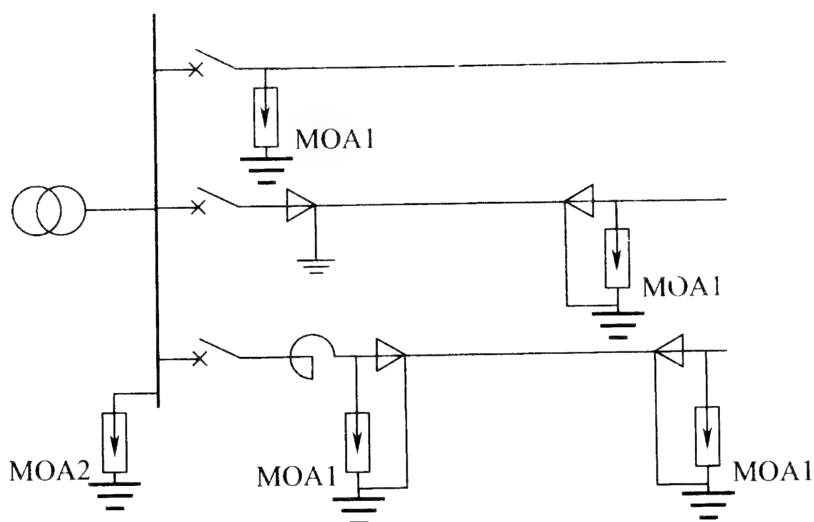


图 5.4.13-4 6kV 和 10kV 配电装置雷电侵入波过电压的保护接线

表 5.4.13-2 MOA 至 6kV～10kV 主变压器的最大电气距离

雷季中经常运行的进线回路数	1	2	3	≥4
最大电气距离 (m)	15	20	25	30

4)MOA 应以最短的接地线与变电站、配电站的主接地网连接，可通过电缆金属外皮连接。MOA 附近应装设集中接地装置。

5)6kV 和 10kV 配电站，当无站用变压器时，可仅在每路架空进线上装设 MOA。

5.4.14 GIS 变电站的雷电侵入波过电压保护应符合下列要求：

1 66kV 及以上无电缆段进线的 GIS 变电站保护(图 5.4.14-1)应符合下列要求：

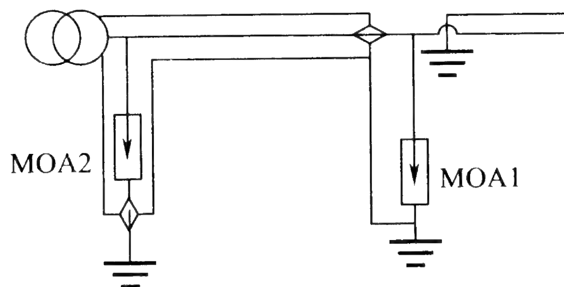


图 5.4.14-1 无电缆段进线的 GIS 变电站保护

1)变电站应在 GIS 管道与架空线路的连接处装设 MOA，其接地端应与管道金属外壳连接；

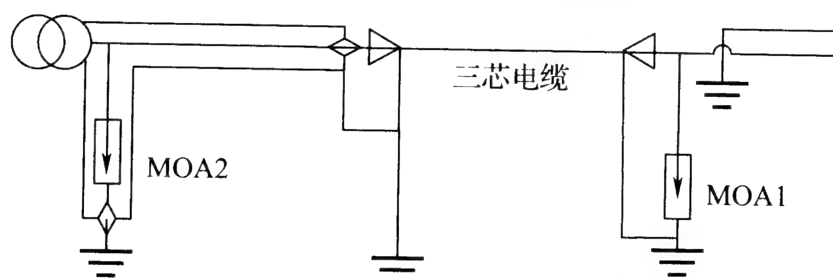
2)变压器或 GIS 一次回路的任何电气部分至 MOA1 间的最大电气距离对 66kV 系统不超过 50m 时，对 110kV 及 220kV 系统不超过 130m 时，或当经校验装一组 MOA 即能符合保护要求时，可只装设 MOA1；

3)连接 GIS 管道的架空线路进线保护段的长度不应小于 2km，且应符合本规范第 5.3.1 条第 4 款的要求。

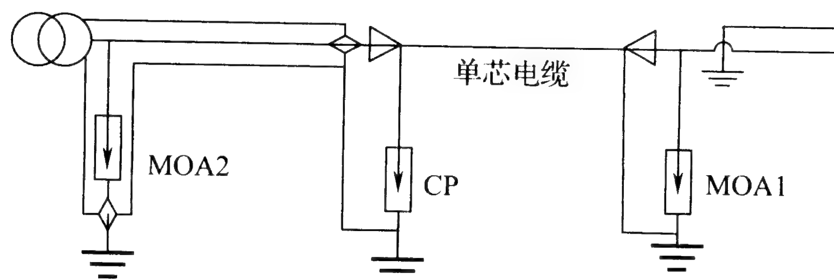
2　66kV 及以上进线有电缆段的 GIS 变电站的雷电侵入波过电压保护应符合下列要求：

1)在电缆段与架空线路的连接处应装设 MOA，其接地端应与电缆的金属外皮连接；

2)三芯电缆段进 GIS 变电站的保护接线[图 5.4.14-2(a)]，末端的金属外皮应与 GIS 管道金属外壳连接接地；



(a) 三芯电缆段进GIS变电站的保护接线



(b) 单芯电缆段进GIS变电站的保护接线

图 5.4.14-2　有电缆段进线的 GIS 变电站保护接线

3)对单芯电缆段进 GIS 变电站的保护接线[图 5.4.14-2 (b)]，应经金属氧化物电缆护层保护器(CP)接地[图

5.4.14-2(b)];

4)电缆末端至变压器或 GIS 一次回路的任何电气部分间的最大电气距离不超过本条第 1 款中的规定值可不装设 MOA2。当超过时，经校验装一组 MOA 能符合保护要求，图 5.4.14-1 中可不装设 MOA2。

5)对连接电缆段的 2km 架空线路应架设地线。

3 进线全长为电缆的 GIS 变电站内是否装设 MOA，应根据电缆另一端有无雷电过电压波侵入，经校验确定。

5.4.15 小容量变电站雷电侵入波过电压应按照下列要求进行简易保护：

1 3150kV·A～5000kV·A 的变电站 35kV 侧，可根据负荷的重要性及雷电活动的强弱的条件简易保护接线(图 5.4.15-1)，变电站进线段的地线长度可减少到 500m～600m，但其 MOA 的接地电阻不应超过 5Ω。

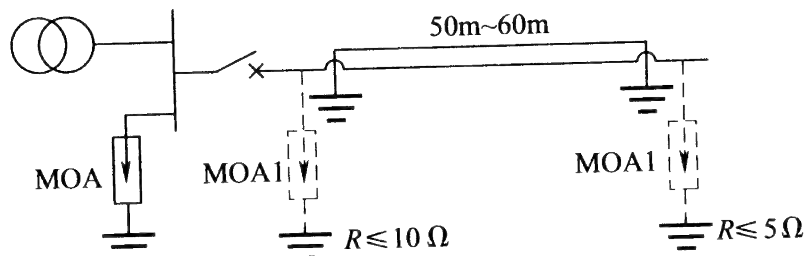
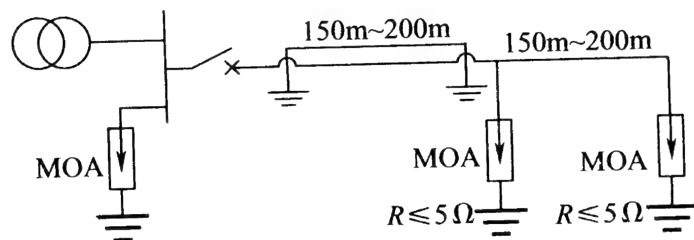
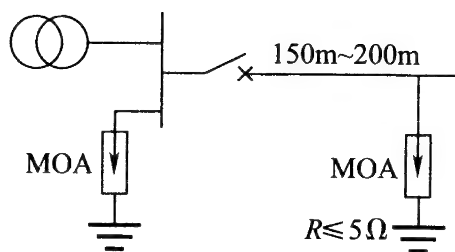


图 5.4.15-1 3150kV·A～5000kV·A 的 35kV 变电站的简易保护接线

2 小于 3150kV·A 供非重要负荷的变电站 35kV 侧，根据雷电活动的强弱，可采用图 5.4.15-2 (a)的保护接线；容量为 1000kV·A 及以下的变电站，可采用图 5.4.15-2 (b)的保护接线。



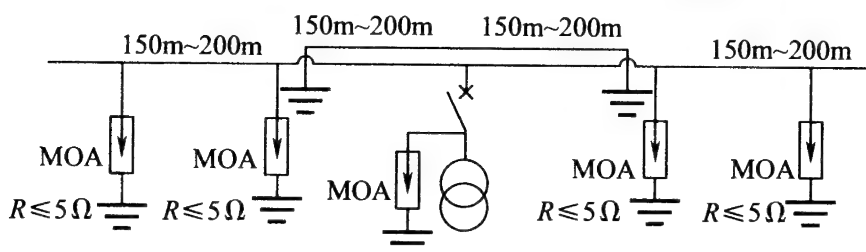
(a) 采用地线保护的接线



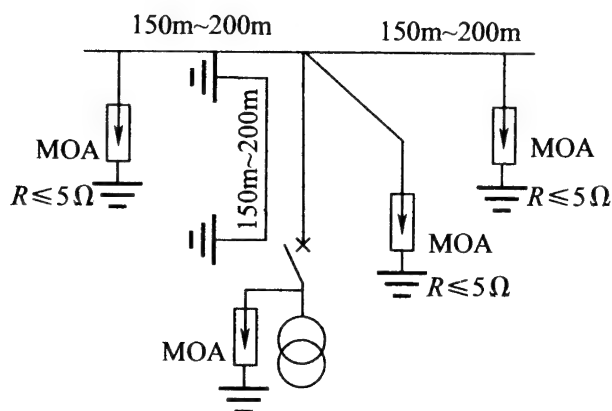
（b）不采用地线保护的接线

图 5.4.15-2　小于 3150kV·A 变电站的简易保护

3　小于 3150kV·A 供非重要负荷的 35kV 分支变电站，根据雷电活动的强弱，可采用图 5.4.15-3 的保护接线。



（a）分支线较短时的保护接线



（b）分支线较长时的保护接线

图 5.4.15-3　小于 3150kV·A 分支变电站的简易保护

4　简易保护接线的变电站 35kV 侧，MOA 与主变压器或电压互感器间的最大电气距离不宜超过 10m。

5.5　配电系统的雷电过电压保护

5.5.1　10kV～35kV 配电系统中配电变压器的高压侧应靠近变压器装设 MOA。该 MOA 接地线应与变压器金属外壳连在一起接地。

5.5.2 10kV～35kV 配电变压器的低压侧宜装设一组 MOA，以防止反变换波和低压侧雷电侵入波击穿绝缘。该 MOA 接地线应与变压器金属外壳连在一起接地。

5.5.3 10kV～35kV 柱上断路器和负荷开关应装设 MOA 保护。经常断路运行而又带电的柱上断路器、负荷开关或隔离开关，应在带电侧装设 MOA，其接地线应与柱上断路器的金属外壳连接，接地电阻不宜超过 10Ω。

5.5.4 装设在架空线路上的电容器宜装设 MOA 保护。MOA 应靠近电容器安装，其接地线应与电容器金属外壳连在一起接地，接地电阻不宜超过 10Ω。

5.5.5 架空配电线路使用绝缘导线时，应根据雷电活动情况和已有运行经验采取防止雷击导线断线的防护措施。

5.6 旋转电机的雷电过电压保护

5.6.1 与架空线路直接连接的旋转电机的保护方式，应根据电机容量、雷电活动的强弱和对运行可靠性的要求确定。旋转电机雷电过电压保护用 MOA 可按本规范第 4.4.4 条确定。

5.6.2 单机容量不小于 25000kW 且不大于 60000kW 的旋转电机，宜采用图 5.6.2 所示的保护接线。60000kW 以上的旋转电机，不应与架空线路直接连接。进线电缆段宜直接埋设在土壤中，

图 5.6.2 25000kW～60000kW 旋转电机的保护接线

MOA1—配电 MOA；MOA2—旋转电机 MOA；

MOA3—旋转电机中性点 MOA；G—发电机；

L—限制短路电流用电抗器；C—电容器；R—接地电阻

以充分利用其金属外皮的分流作用；当进线电缆段未直接埋设时，可将电缆金属外皮多点接地。进线段上的 MOA 的接地端，应与电缆的金属外皮和地线连在一起接地，接地电阻不应大于 3Ω。

5.6.3 单机容量不小于 6000kW 且小于 25000kW 的旋转电机，宜采用图 5.6.3 所示的保护接线。在多雷区，可采用本规范图 5.6.2 所示的保护接线。

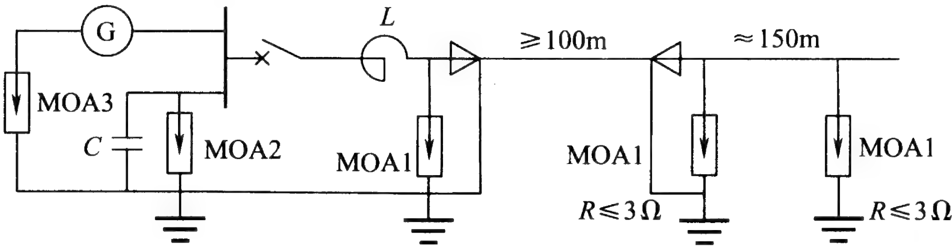


图 5.6.3 6000kW～25000kW(不含 25000kW)旋转电机的保护接线

5.6.4 单机容量不小于 6000kW 且不大于 12000kW 的旋转电机，出线回路中无限流电抗器时，宜采用有电抗线圈的图 5.6.4 所示的保护接线。

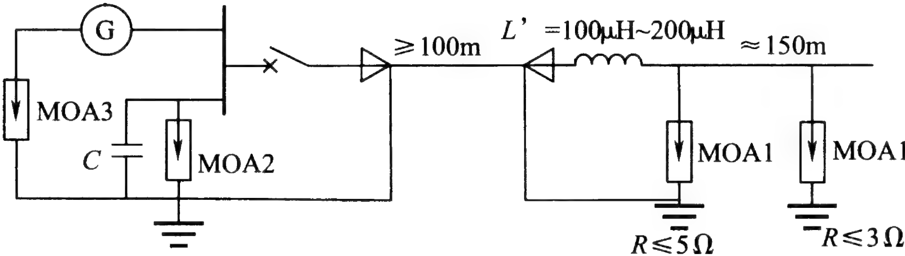


图 5.6.4 6000kW～12000kW 旋转电机的保护接线

5.6.5 单机容量不小于 1500kW 且小于 6000kW 或少雷区 60000kW 及以下的旋转电机，可采用图 5.6.5 所示的保护接线。在进线保护段长度内，应装设避雷针或地线。

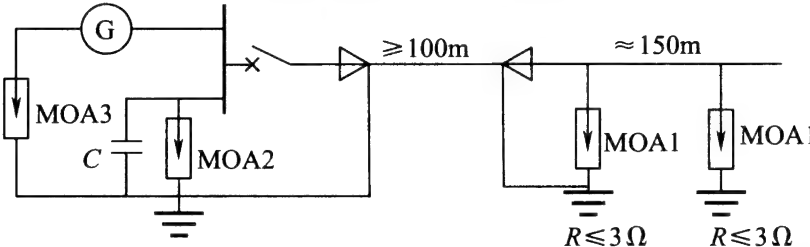


图 5.6.5 1500kW～6000kW(不含 6000kW)旋转电机和少雷区 60000kW 及以下旋转电机的保护接线

5.6.6 单机容量为 6000kW 及以下的旋转电机或牵引站的旋转电机可采用图 5.6.6 有电抗线圈或限流电抗器的保护接线。

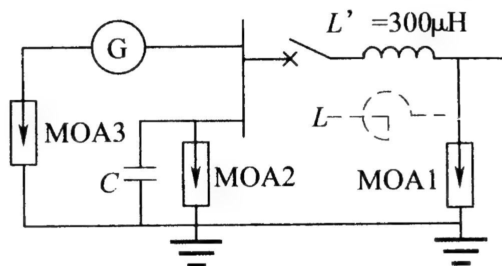


图 5.6.6　6000kW 及以下的旋转电机或牵引站旋转电机的保护接线

5.6.7 容量为 25000kW 及以上的旋转电机，应在每台电机出线处装设一组旋转电机 MOA。25000kW 以下的旋转电机，MOA 应靠近电机装设，MOA 可装在电机出线处；当接在每一组母线上的电机不超过两台时，MOA 可装在每组母线上。

5.6.8 当旋转电机的中性点能引出且未直接接地时，应在中性点上装设旋转电机中性点 MOA。

5.6.9 保护旋转电机用的地线，对边导线的保护角不应大于 20°。

5.6.10 为保护旋转电机匝间绝缘和防止感应过电压，装在每相母线上的电容器，包括电缆段电容在内应为 0.25μF～0.5μF；对于中性点不能引出或双排非并绕绕组的电机，应为 1.5μF～2μF。电容器宜有短路保护。

5.6.11 无架空直配线的发电机，当发电机与升压变压器之间的母线或组合导线无金属屏蔽部分的长度大于 50m 时，应采取防止感应过电压的措施。可在发电机回路或母线的每相导线上装设不小于 0.15μF 的电容器或旋转电机用 MOA；或可按本规范第 5.4.13 条第 8 款要求装设 MOA，该 MOA 应选用旋转电机用 MOA。

5.6.12 在多雷区，经变压器与架空线路连接的非旋转电机，当变压器高压侧的系统标称电压为 66kV 及以下时，为防止雷电过电压经变压器绕组的电磁传递而危及电机的绝缘，宜在电机出线上装设一组旋转电机用 MOA。变压器高压侧的系统标称电压为 110kV 及以上时，电机出线上是否装设 MOA 可经校验确定。

6 绝 缘 配 合

6.1 绝缘配合原则

6.1.1 进行绝缘配合时应全面考虑造价、维修费用以及故障损失三个方面。

6.1.2 持续运行电压和暂时过电压下的绝缘配合应符合下列要求：

1 电气装置外绝缘应符合现场污秽度等级下的耐受持续运行电压要求。电气设备应能在设计寿命期间内承受持续运行电压。

2 线路、变电站的空气间隙和电气设备应能承受一定幅值和时间的暂时过电压。

6.1.3 操作过电压下的绝缘配合应符合下列要求：

1 范围Ⅰ系统中操作过电压要求的架空线路和变电站的绝缘子串和空气间隙的绝缘强度，宜以最大操作过电压为基础，将绝缘强度作为随机变量加以确定。范围Ⅰ系统计算用相对地最大操作过电压的标么值应按表6.1.3的规定选取。

表6.1.3 范围Ⅰ系统计算用相对地最大操作过电压的标么值

系 统	操作过电压的标么值(p.u.)
35kV及以下低电阻接地系统	3.0
66kV及以下非有效接地系统 (不含低电阻接地系统)	4.0
110kV及220kV系统	3.0

2 6kV～220kV系统，相间操作过电压可取相对地过电压的1.3倍～1.4倍。

3 范围Ⅱ架空线路确定其操作过电压要求的绝缘强度时，应采用将过电压幅值和绝缘强度作为随机变量的统计法。每回线路的操作过电压闪络率对330kV、500kV和750kV线路分别不宜高于0.05次/a、0.04次/a和0.03次/a。

4 范围Ⅱ变电站绝缘子串、空气间隙的操作冲击绝缘强度，宜以避雷器操作冲击保护水平为基础，将绝缘强度作为随机变量加以确定。

5 电气设备内、外绝缘操作冲击绝缘水平，宜以避雷器操作冲击保护水平为基础，采用确定性法确定。外绝缘也可采用统计法。

6.1.4 雷电过电压下的绝缘配合应符合下列要求：

1 变电站中绝缘子串、空气间隙的雷电冲击强度，宜以避雷器雷电冲击保护水平为基础，将绝缘强度作为随机变量加以确定。

2 电气设备内、外绝缘雷电冲击绝缘水平，宜以避雷器雷电冲击保护水平为基础，采用确定性法确定。

6.1.5 用于操作和雷电过电压绝缘配合的波形应符合下列要求：

1 操作冲击电压的波形应符合下列要求：

1）对范围Ⅰ系统，操作冲击电压的波形应取波前时间250μs，波尾时间2500μs。

2）对范围Ⅱ系统，操作过电压的波前时间比250μs长，宜按工程条件预测的结果选取。电气设备绝缘配合操作冲击电压的波形应取波前时间250μs，波尾时间2500μs。

2 雷电冲击电压的波形应取波前时间1.2μs，波尾时间50μs。

6.1.6 进行绝缘配合时，对于范围Ⅱ的输电线路、变电站的绝缘子串、空气间隙在各种电压下的绝缘强度，宜采用仿真型塔或构架的放电电压试验数据。

6.1.7 本规范中输电线路和变电站的绝缘子串、空气间隙以及电

气设备的外绝缘的绝缘配合公式，适用于海拔高度0m地区。当输电线路、变电站所在地区海拔高度高于0m时，应按本规范附录A校正。

6.2 架空输电线路的绝缘配合

6.2.1 线路绝缘子串的绝缘配合应符合下列要求：

1 每串绝缘子片数应符合相应现场污秽度等级下耐受持续运行电压的要求。

2 操作过电压要求的线路绝缘子串正极性操作冲击电压50%放电电压$u_{l.i.s}$应符合下式的要求：

$$u_{l.i.s} \geqslant k_1 U_s \qquad (6.2.1)$$

式中：U_s——范围Ⅱ线路相对地统计操作过电压(kV)；

k_1——线路绝缘子串操作过电压统计配合系数，取1.27。

6.2.2 线路采用悬垂绝缘子受风偏影响的导线对杆塔的空气间隙应符合下列要求：

1 绝缘子串风偏后，导线对杆塔的空气间隙应分别符合持续运行电压要求、操作过电压要求及雷电过电压要求。悬垂绝缘子串风偏角计算用风压不均匀系数可按本规范附录B确定。

2 持续运行电压下风偏后线路导线对杆塔空气间隙的工频50%放电电压$u_{l.\sim}$应符合式(6.2.2-1)的要求。风偏计算用的风速应取线路设计采用的基本风速折算到导线平均高度处的风速。

$$u_{l.\sim} \geqslant k_2 \sqrt{2} U_m / \sqrt{3} \qquad (6.2.2\text{-}1)$$

式中：k_2——线路空气间隙持续运行电压统计配合系数，取1.13。

3 风偏后操作过电压下线路导线对杆塔空气间隙的正极性操作冲击电压50%放电电压$u_{l.s.s}$应符合式(6.2.2-2)的要求。风偏计算用风速可取基本风速折算到导线平均高度处风速的0.5倍，但不宜低于15m/s。

$$u_{l.s.s} \geqslant k_3 U_s \qquad (6.2.2\text{-}2)$$

式中：k_3——线路空气间隙操作过电压统计配合系数。对单回线路 k_3 可取 1.1；对同塔双回线路，无风时上、中导线对中、下横担空气间隙正极性操作冲击 50% 放电电压的统计配合系数可取 1.27；风偏后，三相导线对塔身或横担空气间隙的统计配合系数可取 1.1。

4 风偏后导线对杆塔空气间隙的正极性雷电冲击电压 50% 放电电压，750kV 以下等级可选为现场污秽度等级 a 级下绝缘子串相应电压的 0.85 倍，对 750kV 线路可为 0.8 倍，其他现场污秽度等级间隙也可按此配合。同塔双回线路采用悬垂绝缘子无风时，导线对横担空气间隙的正极性雷电冲击电压 50% 放电电压宜与现场污秽度等级 a 级下绝缘子串相当。雷电过电压下风偏计算用的风速，对于基本风速折算到导线平均高度处风速不小于 35m/s 时宜取 15m/s，否则宜取 10m/s。

6.2.3 输电线路采用 V 型绝缘子串时，V 型串每一分支的绝缘子片数应符合相应环境污秽分级条件下耐受持续运行电压的要求。导线对杆塔的空气间隙应符合下列要求：

1 持续运行电压下 V 型绝缘子串风偏后线路导线对杆塔空气间隙的工频 50% 放电电压 $u_{L\sim}$ 应符合本规范式(6.2.2-1)的要求。风偏计算用的风速应取线路设计采用的基本风速折算到导线平均高度处的风速。

2 操作过电压间隙的正极性操作冲击电压波 50% 放电电压应按本规范式(6.2.2-2)确定，k_3 可取 1.27。

3 变电站进线段的反击耐雷水平应符合本规范表 5.3.1-1 的要求。

6.2.4 海拔高度 1000m～3000m 地区范围Ⅰ架空输电线路的空气间隙不应小于表 6.2.4-1 所列数值。海拔高度 1000m 及以下地区范围Ⅱ架空输电线路的空气间隙不应小于表 6.2.4-2 所列数值。在进行绝缘配合时，空气间隙应留有一定裕度。

表 6.2.4-1 海拔高度 1000m～3000m 地区范围 Ⅰ 架空输电线路的空气间隙(mm)

系统标称电压(kV)	海拔高度(m)	持续运行电压	操作过电压	雷电过电压
20	1000	50	120	350
35	1000	100	250	450
	2000	110	275	495
	3000	120	300	540
66	1000	200	500	650
110	1000	250	700	1000
	2000	275	770	1100
	3000	300	840	1200
220	1000	550	1450	1900
	2000	605	1595	2090
	3000	660	1740	2280

表 6.2.4-2 海拔高度 1000m 及以下地区范围 Ⅱ 架空输电线路的空气间隙(mm)

系统标称电压(kV)			330		500		750	
操作过电压	过电压倍数(p.u.)		2.0	2.2	1.8	2.0	1.6	1.8
	单回	边相、中相Ⅰ串	1650	1850	2400(2200)	2700(2500)	3500(3300)	4000(3800)
		塔窗内中相V串	2150	2400	3150(2750)	3300(3100)	4300(4100)	4800(4600)
	同塔双回	导线风偏后	1650	1850	2400(2200)	2700(2500)	3500(3300)	4000(3800)
		导线静止至横担	1900	2100	2900(2500)	3150(2800)	3700(3500)	4200(3900)
雷电过电压	单回		2300		3300		4200	
	同塔双回		2200		3000	3300	3700	4200
持续运行电压			900		1300(1200)		1900(1800)	

注：1 括号内数据适用于海拔高度 500m 及以下地区；

2 同塔双回线路导线为垂直排列，采用Ⅰ型悬垂绝缘子串。

6.2.5 海拔 1000m 及以下地区紧凑型架空输电线路相对地的空气间隙不应小于表 6.2.5-1 所列数值，相间空气间隙不应小于表 6.2.5-2 所列数值。

表 6.2.5-1 海拔 1000m 及以下地区紧凑型架空输电线路相对地的空气间隙（mm）

系统标称电压（kV）	220	330	500
雷电过电压	1900	2300	3300(3300)
操作过电压	1450	1950	2700(2500)
持续运行电压	550	900	1300（1200）

注：括号内数据适用于海拔高度 500m 及以下地区。

表 6.2.5-2 海拔 1000m 及以下地区紧凑型架空输电线路相间的空气间隙(mm)

系统标称电压（kV）	220		330		500	
位置	塔头	档中	塔头	档中	塔头	档中
相间操作过电压	2400	2100	3400	3000	5200	4600
相间持续运行电压		900	—	1600	—	2200

6.2.6 范围Ⅱ的线路绝缘在操作过电压下的闪络率可按本规范附录 C 提供的方法计算。

6.2.7 具有一般高度杆塔的架空输电线路，雷击跳闸率可本规范按附录 D 提供的方法计算。

6.3 变电站绝缘子串及空气间隙的绝缘配合

6.3.1 变电站绝缘子串的绝缘配合应同时符合下列要求：

1 变电站每串绝缘子片数应符合相应现场污秽度等级下耐受持续运行电压的要求。

2 变电站操作过电压要求的变电站绝缘子串正极性操作冲击电压 50%放电电压 $u_{s.i.s}$应符合下式的要求：

$$u_{s.i.s} \geq k_4 U_{s.p} \tag{6.3.1-1}$$

式中：$U_{s.p}$——避雷器操作冲击保护水平（kV）；

k_4——变电站绝缘子串操作过电压配合系数，取 1.27。

3　雷电过电压要求的变电站绝缘子串正极性雷电冲击电压波 50%放电电压$u_{s.i.l}$应符合下式的要求：

$$u_{s.i.l} \geqslant k_5 U_{l.p} \qquad (6.3.1\text{-}2)$$

式中：$U_{l.p}$——避雷器雷电冲击保护水平（kV）；

k_5——变电站绝缘子串雷电过电压配合系数，取 1.4。

6.3.2　变电站导线对构架受风偏影响的空气间隙，各种电压下用于绝缘配合的风偏角计算风速的选用原则应与输电线路相同。变电站导线对构架空气间隙应符合下列要求：

1　持续运行电压下风偏后导线对杆塔空气间隙的工频 50%放电电压 $u_{s.\sim}$应符合本规范式(6.2.2-1)的要求。

2　相对地工频过电压下无风偏变电站导线对构架空气间隙的工频 50%放电电压 $u_{s.\sim.v}$应符合下式的要求：

$$u_{s.\sim.v} \geqslant k_6 U_{P.g} \qquad (6.3.2\text{-}1)$$

式中：$U_{P.g}$——相对地最大工频过电压（kV），取 1.4p.u.；

k_6——变电站导线对构架无风偏空气间隙的工频过电压配合系数，取 1.15。

3　变电站相对地空气间隙的正极性操作冲击电压波 50%放电电压 $u_{s.s.s}$应符合下式的要求：

$$u_{s.s.s} \geqslant k_7 U_{s.p} \qquad (6.3.2\text{-}2)$$

式中：k_7——变电站相对地空气间隙操作过电压配合系数，对有风偏间隙应取 1.1，对无风偏间隙应取 1.27。

4　变电站相对地空气间隙的正极性雷电冲击电压 50%放电电压 $u_{s.l}$应符合下式的要求：

$$u_{s.l} \geqslant k_8 U_{l.p} \qquad (6.3.2\text{-}3)$$

式中：k_8——变电站相对地空气间隙雷电过电压配合系数，取 1.4。

6.3.3　变电站相间空气间隙应符合下列要求：

1　相间工频过电压下变电站相间空气间隙的工频 50%放电电压 $u_{s.\sim.p.p}$应符合下式的要求：

$$u_{s.\sim.p.p} \geqslant k_9 U_{P.P} \qquad (6.3.3\text{-}1)$$

式中：$U_{P.P}$——母线处相间最大工频过电压（kV），取 1.3$\sqrt{3}$p.u.；

k_9——相间空气间隙工频过电压配合系数，取 1.15。

2 变电站相间空气间隙的 50% 操作冲击电压波放电电压 $u_{s.s.p.p}$ 应按下式计算：

$$u_{s.s.p.p}=k_{10}U_{s.p} \quad (6.3.3\text{-}2)$$

式中：k_{10}——相间空气间隙操作过电压配合系数，取 2.0。

3 变电站雷电过电压要求的相间空气间隙距离可取雷电过电压要求的相对地空气间隙的 1.1 倍。

6.3.4 变电站的最小空气间隙应符合下列要求：

1 海拔高度 1000m 及以下地区范围Ⅰ各种电压要求的变电站最小空气间隙应符合表 6.3.4-1 的规定。

表 6.3.4-1 海拔高度 1000m 及以下地区范围Ⅰ各种电压要求的变电站最小空气间隙（mm）

系统标称电压（kV）	持续运行电压	工频过电压		操作过电压		雷电过电压	
	相对地	相对地	相间	相对地	相间	相对地	相间
35	100	150	150	400	400	400	400
66	200	300	300	650	650	650	650
110	250	300	500	900	1000	900	1000
220	550	600	900	1800	2000	1800	2000

注：持续运行电压的空气间隙适用于悬垂绝缘子串有风偏间隙。

2 海拔高度 1000m 及以下地区，6kV～20kV 高压配电装置最小相对地或相间空气间隙应符合表 6.3.4-2 的规定。

表 6.3.4-2 海拔高度 1000m 及以下地区 6kV～20kV 高压配电装置的最小相对地或相间空气间隙（mm）

系统标称电压（kV）	户　　外	户　　内
6	200	100
10	200	125
15	300	150
20	300	180

3　海拔高度1000m及以下地区范围Ⅱ变电站的最小空气间隙应符合表6.3.4-3的规定。

表6.3.4-3　海拔高度1000m及以下地区范围Ⅱ变电站最小空气间隙(mm)

系统标称电压(kV)	持续运行电压	工频过电压		操作过电压		雷电过电压	
	相对地	相对地	相间	相对地	相间	相对地	相间
330	900	1100	1700	2000	2300	1800	2000
500	1300	1600	2400	3000	3700	2500	2800
750	1900	2200	3750	4800	6500	4300	4800

注:持续运行电压的空气间隙适用于悬垂绝缘子串有风偏间隙。

6.4　变电站电气设备的绝缘配合

6.4.1　变电站电气设备绝缘与持续运行电压、暂时过电压的绝缘配合应符合下列要求:

1　变电站电气设备外绝缘应符合相应现场污秽度等级下耐受持续运行电压的要求。

2　变电站电气设备应能承受持续运行电压及一定幅值暂时过电压,并应符合下列要求:

1)内绝缘短时工频耐受电压 $u_{e.\sim.i}$ 的有效值应符合下式的要求:

$$u_{e.\sim.i} \geqslant k_{11} U_{p.g} \tag{6.4.1-1}$$

式中:k_{11}——设备内绝缘短时工频耐压配合系数,取1.15。

2)外绝缘短时工频耐受电压 $u_{e.\sim.o}$ 的有效值应符合下式的要求:

$$u_{e.\sim.o} \geqslant k_{12} U_{p.g} \tag{6.4.1-2}$$

式中:k_{12}——设备外绝缘短时工频耐压配合系数,取1.15。

3　断路器同极断口间内绝缘的短时工频耐受电压 $u_{e.\sim.c.i}$ 的有效值应计算反极性持续运行电压的影响,并应符合下式的要求:

$$u_{e.\sim.c.i} \geqslant u_{e.\sim.i} + k_m \sqrt{2} U_m / \sqrt{3} \tag{6.4.1-3}$$

式中：k_m——断口耐受电压折扣系数，对330kV和500kV为0.7或1.0；对750kV为1.0。

4 断路器同极断口间外绝缘的短时工频耐受电压 $u_{e.\sim.c.o}$ 的有效值应计算反极性持续运行电压的影响，并应符合下式的要求：

$$u_{e.\sim.c.o} \geqslant u_{e.\sim.o} + k_m\sqrt{2}U_m/\sqrt{3} \quad (6.4.1\text{-}4)$$

6.4.2 变电站电气设备承受暂时过电压幅值和时间的要求应符合本规范附录E的规定。

6.4.3 变电站电气设备与操作过电压的绝缘配合应符合下列要求：

1 电气设备内绝缘应符合下列要求：

1）电气设备内绝缘相对对地操作冲击耐压要求值 $u_{e.s.i}$ 应符合下式的要求：

$$u_{e.s.i} \geqslant k_{13}U_{s.p} \quad (6.4.3\text{-}1)$$

式中：k_{13}——设备内绝缘相对地操作冲击耐压配合系数，取1.15。

2）断路器同极断口间内绝缘操作冲击耐压 $u_{e.s.c.i}$ 应符合下式的要求：

$$u_{e.s.c.i} \geqslant (u_{e.s.i} + k_m\sqrt{2}U_m/\sqrt{3}) \quad (6.4.3\text{-}2)$$

2 GIS相对地绝缘与VFTO的绝缘配合应符合下式的要求：

$$u_{GIS.l.i} \geqslant k_{14}U_{tw.p} \quad (6.4.3\text{-}3)$$

式中：$u_{GIS.l.i}$——GIS雷电冲击耐压要求值；

$U_{tw.p}$——避雷器陡波冲击保护水平（kV）；

k_{14}——GIS相对地绝缘VFTO配合系数，取1.15。

3 电气设备外绝缘应符合下列要求：

1）电气设备外绝缘相对地操作冲击耐压 $u_{e.s.o}$ 应符合下式的要求：

$$u_{e.s.o} \geqslant k_{15}U_{s.p} \quad (6.4.3\text{-}4)$$

式中：k_{15}——设备外绝缘相对地操作冲击耐压配合系数，取1.05。

2）断路器、隔离开关同极断口间外绝缘操作冲击耐压

$u_{e.s.c.o}$，应符合下式的要求：

$$u_{e.s.c.o} \geqslant (u_{e.s.o} + k_m \sqrt{2} U_m / \sqrt{3}) \quad (6.4.3\text{-}5)$$

6.4.4 变电站电气设备与雷电过电压的绝缘配合应符合下列要求：

1 电气设备内绝缘应符合下列要求：

1）电气设备内绝缘的雷电冲击耐压 $u_{e.l.i}$应符合下式的要求：

$$u_{e.l.i} \geqslant k_{16} U_{l.p} \quad (6.4.4\text{-}1)$$

式中：k_{16}——设备内绝缘的雷电冲击耐压配合系数，MOA 紧靠设备时可取 1.25，其他情况可取 1.40。

2）变压器、并联电抗器及电流互感器截波雷电冲击耐压可取相应设备全波雷电冲击耐压的 1.1 倍。

3）断路器同极断口间内绝缘的相对地雷电冲击耐压$u_{e.l.c}$应符合下式的要求：

$$u_{e.l.c.i} \geqslant u_{e.l.i} + k_m \sqrt{2} U_m / \sqrt{3} \quad (6.4.4\text{-}2)$$

2 电气设备外绝缘应符合下列要求：

1）电气设备外绝缘的雷电冲击耐压$u_{e.l.o}$应符合下式的要求：

$$u_{e.l.o} \geqslant k_{17} U_{l.p} \quad (6.4.4\text{-}3)$$

式中：k_{17}——设备外绝缘的雷电冲击耐压配合系数，取 1.40。

2）断路器同极断口间外绝缘以及隔离开关同极断口间绝缘的雷电冲击耐压$u_{e.l.c.o}$应符合下式的要求：

$$u_{e.l.c.o} \geqslant u_{e.l.o} + k_m \sqrt{2} U_m / \sqrt{3} \quad (6.4.4\text{-}4)$$

6.4.5 电气设备耐压值应按现行国家标准《绝缘配合　第 1 部分：定义、原则和规则》GB 311.1 中额定耐受电压系列值中的相应值来选择。

6.4.6 海拔高度 1000m 及以下地区一般条件下电气设备的额定耐受电压应符合下列规定：

1 范围Ⅰ电气设备的额定耐受电压应按表 6.4.6-1 的规定确定；

2 范围Ⅱ电气设备的额定耐受电压应按表 6.4.6-2 的规定确定。

表 6.4.6-1 范围Ⅰ电气设备的额定耐受电压

系统标称电压(kV)	设备最高电压(kV)	设备类别	额定雷电冲击耐受电压(kV)				额定短时(1min)工频耐受电压(有效值)(kV)			
			相对地	相间	断口		相对地	相间	断口	
					断路器	隔离开关			断路器	隔离开关
6	7.2	变压器	60 (40)	60 (40)	—	—	25 (20)	25 (20)	—	—
		开关	60 (40)	60 (40)	60	70	30 (20)	30 (20)	30	34
10	12	变压器	75 (60)	75 (60)	—	—	35 (28)	35 (28)	—	—
		开关	75 (60)	75 (60)	75 (60)	85 (60)	42 (28)	42 (28)	42 (28)	49 (35)
15	18	变压器	105	105	—	—	45	45	—	—
		开关	105	105	115	—	46	46	56	—
20	24	变压器	125 (95)	125 (95)	—	—	55 (50)	55 (50)	—	—
		开关	125	125	125	145	65	65	65	79
35	40.5	变压器	185/200	185/200	—	—	80/85	80/85	—	—
		开关	185	185	185	215	95	95	95	118
66	72.5	变压器	350	350	—	—	150	150	—	—
		开关	325	325	325	375	155	155	155	197
110	126	变压器	450/480	450/480	—	—	185/200	185/200	—	—
		开关	450、550	450、550	450、550	520、630	200、230	200、230	200、230	225、265
220	252	变压器	850、950	850、950	—	—	360、395	360、395	—	—
		开关	850、950	850、950	850、950	950、1050	360、395	360、395	360、395	410、460

注：1 分子、分母数据分别对应外绝缘和内绝缘；

2 括号内、外数据分别对应低电阻和非低电阻接地系统；

3 开关类设备将设备最高电压称作“额定电压”；

4 110kV 开关、220kV 开关和变压器存在两种额定耐受电压的，表中用“、”分开。

表 6.4.6-2 范围Ⅱ电气设备的额定耐受电压

系统标称电压(kV)	设备最高电压(kV)	额定雷电冲击耐受电压(kV)		额定操作冲击耐受电压(kV)			额定短时(1min)工频耐受电压(有效值)(kV)	
		相对地	断口	相对地	相间	断口	相对地	断口
330	363	1050/1050	1050+205 或 1050+295	850	1275	800+295	460	460+150 或 460+210
		1175/1175	1175+205 或 1175+295	950	1425	850+295	510	510+150 或 510+210
500	550	1550/1550	1550+315 或 1550+450	1050	1760	1050+450	680	680+220 或 680+315
		1675/1675	1675+315 或 1675+450	1175	1950	1175+450	740	740+220 或 740+315
750	800	1950/2100	2100+650	1550/1550	—	1300+650	900/960	960+460

注:分子与分母分别对应变压器和断路器。

3　电力变压器、高压并联电抗器中性点及其接地电抗器的额定耐受电压应按表 6.4.6-3 的规定确定。

表 6.4.6-3　电力变压器、高压并联电抗器中性点及其接地电抗器的额定耐受电压

系统标称电压（kV）	系统最高电压（kV）	中性点接地方式	雷电全波和截波（kV）	短时（1min）工频（有效值）（kV）
110	126	不接地	250	95
220	252	直接接地	185	85
		经接地电抗器接地	185	85
		不接地	400	200
330	363	直接接地	185	85
		经接地电抗器接地	250	105
500	550	直接接地	185	85
		经接地电抗器接地	325	140
750	800	直接接地	185	85
		经接地电抗器接地	480	200

注：中性点经接地电抗器接地时，其电抗值与变压器或高压并联电抗器的零序电抗之比不大于 1/3。

附录A　外绝缘放电电压的海拔校正

A.0.1　外绝缘放电电压试验数据应以海拔高度0m的标准气象条件下给出。

A.0.2　外绝缘所在地区海拔高度高于0m时，应校正放电电压。所在地区海拔高度2000m及以下地区时，各种作用电压下外绝缘空气间隙的放电电压$U(P_H)$可按下列公式校正：

$$U(P_H)=k_aU(P_0) \tag{A.0.2-1}$$

$$k_a=e^{m(H/8150)} \tag{A.0.2-2}$$

式中：$U(P_0)$——海拔高度0m时空气间隙的放电电压(kV)；

k_a——海拔校正因数；

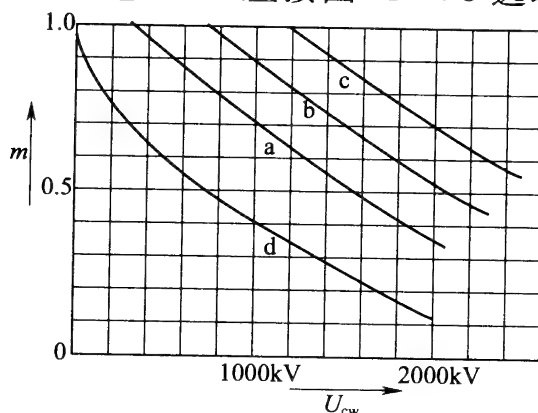
m——系数；

H——海拔高度(m)。

A.0.3　系数m的取值应符合下列要求：

1　对于雷电冲击电压、空气间隙和清洁的绝缘子的短时工频电压，m应取1.0；

2　对于操作冲击电压，m应按图A.0.3选取。



图A.0.3　各种作用电压下的m值

a—相对地绝缘；b—纵绝缘；c—相间绝缘；d—棒-板间隙(标准间隙)

注：对于由两个分量组成的电压，电压值是各分量之和。

附录B 架空线路悬垂绝缘子串风偏角计算用风压不均匀系数

B.0.1 悬垂绝缘子串风偏角计算用风压不均匀系数可按式(B.0.1)计算，风向与线路方向的夹角为90°时几种风速下的风压不均匀系数可按表B.0.1所列数值确定。

$$\alpha=5.543(v\sin\theta)^{-0.737} \tag{B.0.1}$$

式中：α——风压不均匀系数；

v——设计采用的10min平均风速(m/s)，当风速大于20m/s时采用20m/s；

θ——风向与线路方向的夹角(°)。

表B.0.1 风压不均匀系数

设计风速(m/s)	≤10	15	20	>20
α	1.0	0.75	0.61	0.61

附录C 操作过电压下线路绝缘闪络率的计算方法

C.1 按线路操作过电压预测幅值分布进行计算

C.1.1 该方法计算可把线路分为 m 段，可由数值计算得出每一段的操作过电压分布。各段线路 n 个绝缘并联时的闪络率 P_n 可按式 C.1.1-1 计算，单个绝缘闪络率可按式(C.1.1-2)计算。

$$P_n = 1 - \prod_{S=1}^{n}(1 - P_S) \qquad (C.1.1\text{-}1)$$

$$P_S = \frac{1}{2}\int_{(\sqrt{2}U_m/\sqrt{3})}^{\infty} F(u)P(u)\mathrm{d}u \qquad (C.1.1\text{-}2)$$

式中：P_S——单个绝缘闪络率；

$F(u)$——过电压的概率密度；

$P(u)$——过电压 u 作用下绝缘的闪络概率。

C.1.2 某一相的全线闪络率 P_m 可按下式计算：

$$P_m = 1 - \prod_{i=1}^{n}(1 - P_i) \qquad (C.1.2)$$

式中：P_i——第 i 段的单相 n 个绝缘并联的闪络率。

C.1.3 单回线路绝缘子串为 I 串时，三相的全线总闪络率 P_Z 可按下式计算：

$$P_Z = 1 - (1 - P_1)(1 - P_2) \qquad (C.1.3)$$

式中：P_1 和 P_2——在风的作用下导线靠近杆塔的两相的全线闪络率。

C.1.4 采用 V 串的线路和同塔双回线路，三相的全线总闪络率可按下式计算：

$$P_Z = 1 - (1 - P_A)(1 - P_B)(1 - P_C) \qquad (C.1.4)$$

式中：P_A、P_B、P_C——分别为 A 相、B 相和 C 相的全线绝缘闪络率。

C.2 简化统计法

C.2.1 单个绝缘、在幅值为 u 的操作过电压作用下发生闪络的概率 $P(u)$ 可按式(C.2.1)计算。单个绝缘在操作冲击电压波下的 50% 放电电压可按本规范附录 F 的试验数据确定。

$$P(u)=\frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_f^2}}\int_{-\infty}^{u}e^{\frac{-(u-\bar{u}_f)^2}{2\sigma_f^2}}du \tag{C.2.1}$$

式中：u_f——单个绝缘在操作冲击电压波下的 50% 放电电压(kV)；

$\bar{u}_f$——单个绝缘在操作冲击电压波下的 50% 放电电压均值；

σ_f——单个绝缘放电电压的标准偏差。

C.2.2 当线路上操作过电压服从正态分布，其均值及标准偏差分别为 $\bar{u}_0$ 及 σ_0 时，在一次操作中过电压出现的概率可按下式计算：

$$F(u)du=\frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_0}e^{\frac{-(u-\bar{u}_0)^2}{2\sigma_0^2}}du \tag{C.2.2}$$

式中：$\bar{u}_0$——线路上操作过电压均值；

σ_0——线路上操作过电压的标准偏差。

C.2.3 受到操作过电压分布整体作用的单个绝缘闪络概率 P_s 可按下式计算：

$$P_S=\frac{1}{2}\int_{0}^{\infty}F(u)p(u)du=\frac{1}{2}\left(\frac{1}{\sqrt{2\pi}}\int_{-\infty}^{\lambda'}e^{\frac{1}{2}u^2du}\right) \tag{C.2.3}$$

式中：λ'——标准变量。

C.2.4 标准变量 λ' 可按下列规定采用：

1 标准变量 λ' 可按下式计算：

$$\lambda' = \frac{\overline{u}_0 - \overline{u}_f}{\sqrt{\sigma_0^2 + \sigma_f^2}} \tag{C.2.4-1}$$

2 λ'也可按下列公式计算：

$$\lambda' = \frac{1 - K\left(1 + 2.05\,\frac{\sigma_0}{u_0}\right)}{\sqrt{\left(\frac{\sigma_0}{u_0}\right)^2 + \left[K\left(1 + 2.05\,\frac{\sigma_0}{u_0}\right)\frac{\sigma_f}{u_f}\right]^2}} \tag{C.2.4-2}$$

$$K = u_f / U_0 \tag{C.2.4-3}$$

$$U_0 = u_0(1 + 2.05\sigma_0 / u_0) \tag{C.2.4-4}$$

式中：K——操作过电压统计配合系数；

U_0——统计操作过电压（kV）。

C.2.5 受到同一操作过电压作用的 N 个绝缘的闪络概率 P'_Z 可按下式计算：

$$P'_Z \approx 1 - (1 - P_S)^N \tag{C.2.5}$$

附录D　架空线路和变电站雷电性能的分析计算方法

D.1　架空线路雷电性能的分析

D.1.1　雷电流幅值的概率应符合下列规定：

1　除不包括陕南的西北地区和内蒙古自治区的部分地区以外，我国一般地区雷击输电线路杆塔雷电流幅值概率分布可按下式计算：

$$P(I_0 \geqslant i_0)=10^{-\frac{i_0}{88}} \tag{D.1.1-1}$$

式中：I_0——雷电流幅值的变量(kA)；

i_0——给定的雷电流幅值(kA)；

$P(I_0 \geqslant i_0)$——雷电流幅值超过 i_0(kA)的概率。

2　陕南以外的西北地区、内蒙古自治区中年雷暴日数在20d及以下的部分地区雷电流幅值较小，雷击输电线路杆塔雷电流幅值概率分布可按下式计算：

$$P(I_0 \geqslant i_0)=10^{-\frac{i_0}{44}} \tag{D.1.1-2}$$

3　雷击输电线路杆塔多重雷击的第二次及后续雷击，雷电流幅值概率分布宜按式(D.1.1-3)计算。雷击输电线路相导线的第二次及后续雷击，雷电流幅值概率分布可按式(D.1.1-3)计算。

$$P(I_0 \geqslant i_0)=\frac{1}{1+\left(\frac{i_0}{12}\right)^{2.7}} \tag{D.1.1-3}$$

D.1.2　线路落雷次数可按下式计算：

$$N_L=0.1N_g(28h_T^{0.6}+b) \tag{D.1.2}$$

式中：N_L——线路落雷次数[次/(100km·a)]；

N_g——地闪密度[次/(km^2·a)]，对年平均雷暴日数为40d

的地区暂取 2.78 次/(km² · a)；

h_T——杆塔高度（m）；

b——两根地线之间的距离（m）。

D.1.3 架空线路雷电性能计算时可采用雷电流波形为 2.6/50μs 的双斜角波。

D.1.4 雷电通道等值波阻抗 Z_0 在不同的雷电流幅值 I 下宜区别对待，Z_0 随雷电流幅值变化的规律可按照图 D.1.4 确定。

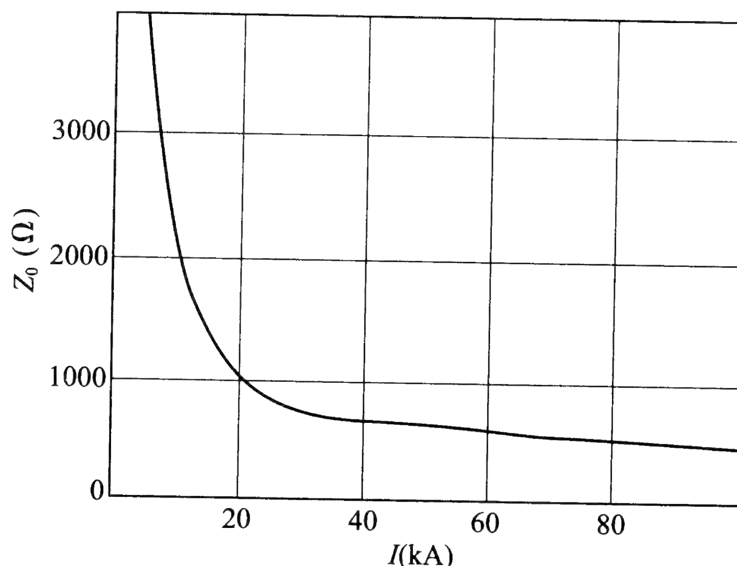


图 D.1.4 雷电流通道波阻抗和雷电流幅值的关系

D.1.5 雷电绕击导线的计算方法可按下列方法确定：

1 击距计算方法可按下列公式计算：

$$r_s = 10I^{0.65} \quad \text{(D.1.5-1)}$$

$$r_c = 1.63(5.015I^{0.578} - 0.001U_{ph})^{1.125} \quad \text{(D.1.5-2)}$$

$$r_g = \begin{cases} [3.6 + 1.7\ln(43 - h_{c.av})]I^{0.65} & (h_{c.av} < 40\text{m}) \\ 5.5I^{0.65} & (h_{c.av} \geq 40\text{m}) \end{cases} \quad \text{(D.1.5-3)}$$

式中：r_s——雷电对地线的击距（m）；

I——雷电流幅值（kA）；

r_c——雷电对导线的击距（m）；

U_{ph}——导线上工作电压瞬时值（kV）；

r_g——雷电对大地的击距（m）；

$h_{c.av}$——导线对地平均高度（m）。

2 对于较高杆塔先导入射角的概率分布密度函数 $P_g(\psi)$ 可按下式计算：

$$P_g(\psi)=0.75\cos^3\psi \tag{D.1.5-4}$$

式中：ψ——雷电先导入射角（°）。

3 经过山区的输电线路，雷电绕击的计算应计及地形的影响。

4 雷电为负极性时，绕击耐雷水平 I_{min} 可按下式计算：

$$I_{min}=\left(U_{-50\%}+\frac{2Z_0}{2Z_0+Z_c}U_{ph}\right)\frac{2Z_0+Z_c}{Z_0Z_c} \tag{D.1.5-5}$$

式中：I_{min}——绕击耐雷水平（kA）；

$U_{-50\%}$——绝缘子负极性 50%闪络电压绝对值（kV）；

Z_0——闪电通道波阻（Ω）；

Z_c——导线波阻抗（Ω）。

D.1.6 雷击杆塔的反击计算方法可按下列方法计算：

1 线路的雷电反击计算可采用数值计算的方法。线路绝缘闪络判据可采用相交法或先导发展模型法。计算时宜考虑导线上工频电压的影响、雷击塔顶时导线上的感应电压。杆塔宜采用分段波阻抗模拟。

2 感应电压分量可按下列公式计算：

$$u_i=\frac{60ah_{c.t}}{k_\beta c}\left[\ln\frac{h_T+d_R+k_\beta ct}{(1+k_\beta)(h_T+d_R)}\right]\left(1-\frac{h_{t.av}}{h_{c.av}}k_0\right) \tag{D.1.6-1}$$

$$k_\beta=\sqrt{i/(500+i)} \tag{D.1.6-2}$$

$$d_R=5i^{0.65} \tag{D.1.6-3}$$

式中：u_i——反击时的感应电压分量（kV）；

i——雷电流瞬时值（kA）；

a——雷电流陡度（kA/μs）；

k_β——主放电速度与光速 c 的比值；

$h_{c.t}$——导线在杆塔处的悬挂高度（m）；

$h_{c.av}$——导线对地平均高度（m）；

$h_{.av}$——地线对地平均高度（m）；

d_R——雷击杆塔时，迎面先导的长度（m）；

k_0——地线和导线间的耦合系数。

D.1.7 雷击跳闸率可按下式计算：

$$N = N_g \eta (g P_1 + P_{sf}) \tag{D.1.7}$$

式中：N——线路雷击跳闸率[次/(100km·a)]；

η——建弧率；

g——击杆率，平原为1/6，山区为1/4；

P_1——超过雷击杆塔顶部时耐雷水平 I_1 的雷电流概率，即 $P(I_0 \geqslant I_1)$，I_1 随雷击时刻系统工作电压瞬时值不同而变化；

P_{sf}——线路的绕击闪络概率，应按区间组合统计法计算雷击时刻运行电压瞬时值。

D.1.8 建弧率可按下式计算：

$$\eta = (4.5E^{0.75} - 14) \times 10^{-2} \tag{D.1.8}$$

式中：E——绝缘子串的平均运行电压梯度有效值（kV/m）。

D.1.9 对于有效接地系统 E 可按式(D.1.9-1)计算，对于中性点绝缘、消弧线圈接地系统 E 可按式(D.1.9-2)计算。当 E 不大于6kV/m时，建弧率接近于0。

$$E = U_n / (\sqrt{3} l_i) \tag{D.1.9-1}$$

$$E = U_n / (2l_i + 2l_m) \tag{D.1.9-2}$$

式中：l_i——绝缘子串的放电距离（m）。

l_m——木横担线路的线间距离（m），对铁横担和钢筋混凝土横担线路 l_m 取0m。

D.2 变电站的雷电性能计算方法

D.2.1 范围Ⅱ变电站的雷电性能计算应结合工程条件并可采用统计法。

D.2.2 统计法计算变电站的耐雷指标应符合本规范第5.4.12条第3款的要求，计算中随机变量可包括：雷电流幅值的概率分布、雷击点位置、变电站运行方式和雷击时刻工频电压的瞬时值。

D.2.3 计算时应依据各种设备的绝缘耐受电压、配合系数和电晕的影响。变电站或开关站的设备可以用该设备的等值入口电容模拟。

附录E 电气设备承受一定幅值和时间暂时过电压的要求

E.0.1 电气设备承受一定幅值和时间暂时过电压标么值的要求应符合表E.0.1-1～表E.0.1-5的规定，变压器上过电压的基准电压应取相应分接头下的额定电压，其余设备上过电压的基准电压应取最高相电压。

表E.0.1-1 110kV～330kV电气设备承受暂时过电压的要求(p.u.)

时间（s）	1200	20	1	0.1
电力变压器和自耦变压器	1.10/1.10	1.25/1.25	1.90/1.50	2.00/1.58
分流电抗器和电磁式电压互感器	1.15/1.15	1.35/1.35	2.00/1.50	2.10/1.58
开关设备、电容式电压互感器、电流互感器、耦合电容器和汇流排支柱	1.15/1.15	1.60/1.60	2.20/1.70	2.40/1.80

注：分子的数值代表相对地绝缘；分母的数值代表相对相绝缘。

表E.0.1-2 500kV变压器、电容式电压互感器及耦合电容器承受暂时过电压的要求(p.u.)

时间	连续	8h	2h	30min	1min	30s
变压器	1.1	—	—	1.2	1.3	—
电容式电压互感器	1.1	1.2	1.3	—	—	1.5
耦合电容器	—	—	1.3	—	—	1.5

表E.0.1-3 500kV并联电抗器承受暂时过电压的要求(p.u.)

时间	120min	60min	40min	20min	10min	3min	1min	20s	3s
备用状态下投入	1.15	—	1.20	1.25	1.30	—	1.40	1.50	—
运行状态	—	1.15	—	1.20	1.25	1.30	—	1.40	1.50

表 E.0.1-4　750kV 变压器承受暂时过电压的要求(p.u.)

时间	连续(空载)	连续(额定电流)	20s	1s	0.1s
标么值(p.u.)	1.1	1.05	1.25	1.5	1.58

表 E.0.1-5　750kV 并联电抗器承受暂时过电压的要求(p.u.)

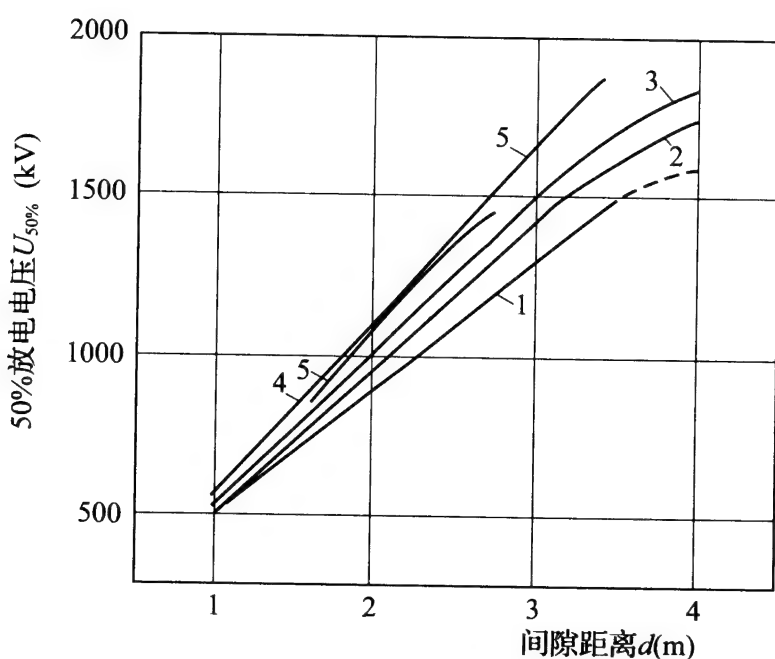
时间	20 min	3 min	1 min	20s	8s	1s
标么值(p.u.)	1.15	1.2	1.25	1.3	1.4	1.5

附录F　超高压架空线路和变电站空气间隙的放电电压数据

F.0.1　超高压架空线路和变电站空气间隙的放电电压数据应采用仿真型塔或构架试验。

F.0.2　330kV线路和变电站空气间隙放电电压：

1　330kV线路和变电站空气间隙的工频50%放电电压可按图F.0.2-1确定。



图F.0.2-1　线路和变电站空气间隙的工频50%放电电压

1—导线对杆塔横担；2—导线对杆塔支柱；3—导线对导线；

4—环对环，一环接地；5—环对环，双环均加压

2　330kV线路和变电站空气间隙的操作冲击50%放电电压可按图F.0.2-2确定。

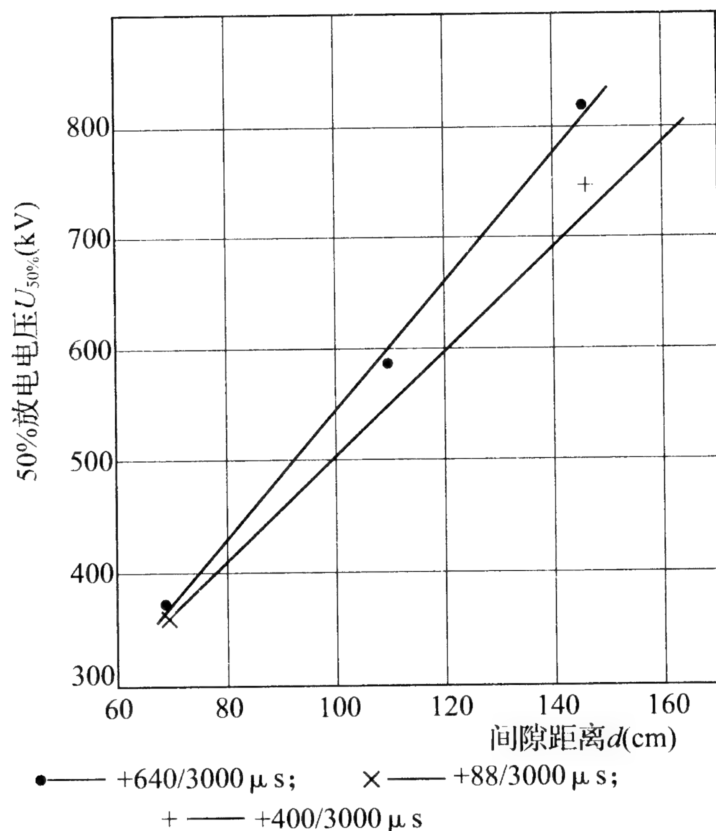


图 F.0.2-2　双导线对水泥杆空气间隙的操作冲击 50%放电电压

F.0.3　500kV 线路杆塔上绝缘子串、线路和变电站空气间隙的放电电压：

1　500kV 单回线路绝缘子串的冲击电压放电电压可按表 F.0.3-1 确定。

2　500kV 单回线路空气间隙的放电电压可按表 F.0.3-2 和图 F.0.3-1～图 F.0.3-4 确定。

表 F.0.3-1　500kV 单回线路绝缘子串在冲击电压下的放电电压

电压种类	操作冲击								雷电冲击					
	湿				干									
	数据 1		数据 2		数据 1		数据 2		数据 1		数据 2		数据 3	
每串片数	$u_{50\%}$ (kV)	$\sigma_i/U_{50\%}$ (%)	$u_{50\%}$ (kV)	$\sigma_i/U_{50\%}$ (%)	$u_{50\%}$ (kV)	$\sigma_i/U_{50\%}$ (%)	$u_{50\%}$ (kV)	$\sigma_i/U_{50\%}$ (%)	$u_{50\%}$ (kV)	$\sigma_i/U_{50\%}$ (%)	$u_{50\%}$ (kV)	$\sigma_i/U_{50\%}$ (%)	$u_{50\%}$ (kV)	$\sigma_i/U_{50\%}$ (%)
24	1443	4.8	1523	2.3	1457	8.6	—	—	—	—	$530d+35$ ($3.5m<d<5m$)	0.93～1.94	$531d$ ($3.72m\leqslant d\leqslant 6.2m$)	1.4～4.4
25	—	—	—	—	1560	10.5	中相 1393 边相 1547	4.1 4.7	边相 2138	6.3				
26	1532	2.6	1618	7.0	—	—	—	—	—	—				
28	1604	7.0	1681	3.1	1681	3.6	—	—	—	—				
30	1690	4.4	—	—	—	—	—	—	—	—				
塔头形状	7m；距地 16m						11m；5.7m；4.4m；11m；7.3m		11m；5.7m；4.4m；11m；7.3m		7m；距地 16m		40m；距地 40m	
绝缘子	XP—160 型和改进型（爬电距离 330mm，高 155mm）						XP3—160		XP3—160		XP—160 型和改进型（爬电距离 330mm，高 155mm）		XP—160 型	
来源	①						②		②		①		③	

注：①保定变压器厂、清华大学高压教研组、北京电力设计院、北京电力试验研究所，500kV 晋京线输电杆塔绝缘电气特性试验报告，《北京电力技术》，1979.1；

②电力科学研究院，第二代 500kV 输电线路杆塔塔头的绝缘试验，1983.4；

③电力科学研究院，500kV 输电线路塔头绝缘的试验研究，《电网技术》，1982.1。

表 F. 0. 3-2　500kV 单回线路空气间隙的放电电压

电压种类	工频交流		操作冲击				雷电冲击		
数据	数据 1	数据 2	数据 1	数据 2	数据 3	数据 4	数据 1	数据 2	数据 3
$u_{50\%}$(kV)	图 F. 0. 3—1	$443d+80$ (1.0m<d<2.5m)	图 F. 0. 3—2 曲线 1、2	图 F. 0. 3—3 曲线 1、2	图 F. 0. 3—3 曲线 2、3	图 F. 0. 3—3 曲线 4	$531.25d+31$ (2.5m<d<5.5m)	$555d$(3.0m<d<4.5m)	图 F. 0. 3—2 曲线 3
$\sigma_i/U_{50\%}$ (%)	2	0.5～1.3	2.75～5.40	3.0～5.4	中相 3.58～4.98 边相 5.00～5.13	3.00～4.77	—	1.22～1.76	—
塔头形状	—	7m 距地 16m	11m 4.4m 5.7m 7.3m 11m	7m 距地 16m	14m 距地 16m 门型(取半即边相)	6.5m 4.4m 距地 16m 酒杯型		7m 距地 16m	11m 4.4m 5.7m 7.3m 11m
来源	③	①	②	①	④	④	⑤	①	②

注:①保定变压器厂、清华大学高压教研组、北京电力设计院、北京电力试验研究所,500kV 晋京线输电杆塔绝缘电气特性试验报告,《北京电力技术》,1979.1;

②电力科学研究院,第二代 500kV 输电线路杆塔塔头的绝缘试验,1983.4;

③J.G.安德生等,345kV 及以上超高压输电线路,电力工业出版社,1981.6;

④保定变压器厂、北京电力试验研究所,500kV 输电杆塔中相绝缘操作波试验,《北京电力技术》,1979.10;

⑤日本 500kV 输电线路绝缘的实尺寸试验,《IEEE PAS》88,No.2,1969。

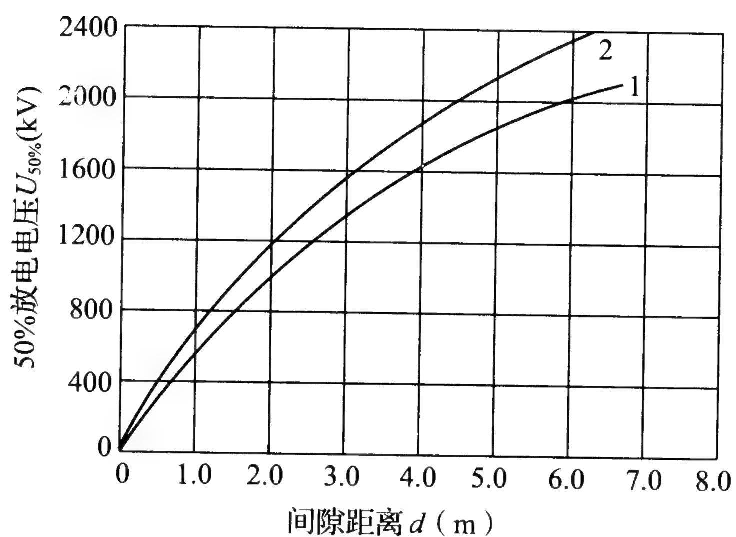


图 F.0.3-1　空气间隙的工频 50%放电电压

1—导线对塔柱；2—导线对导线

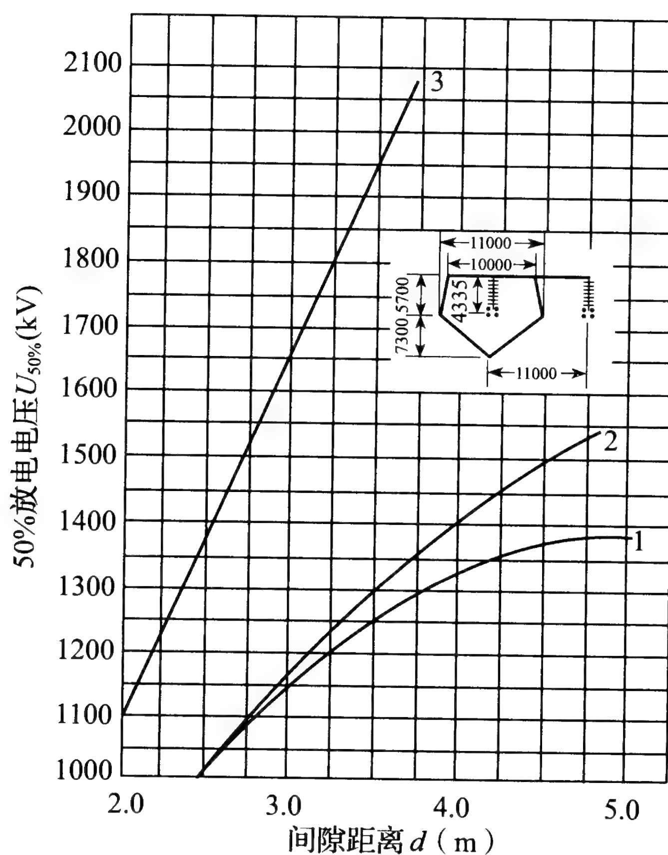


图 F.0.3-2　500kV 线路酒杯塔(ZB3 型)塔头空气间隙的操作冲击、雷电冲击 50%放电电压

1—中相操作；2—边相操作；3—雷电(1.5μs/40μs)

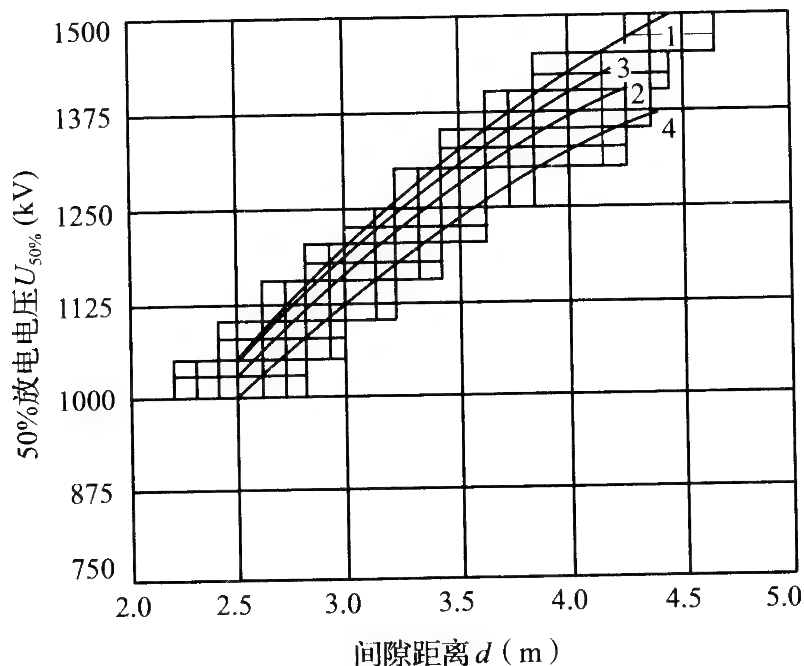


图 F.0.3-3 500kV 门型塔、酒杯塔的塔头空气间隙的操作冲击 50%放电电压

1—边相导线对塔柱；2—门型塔中相；3—门型塔边相；4—酒杯塔

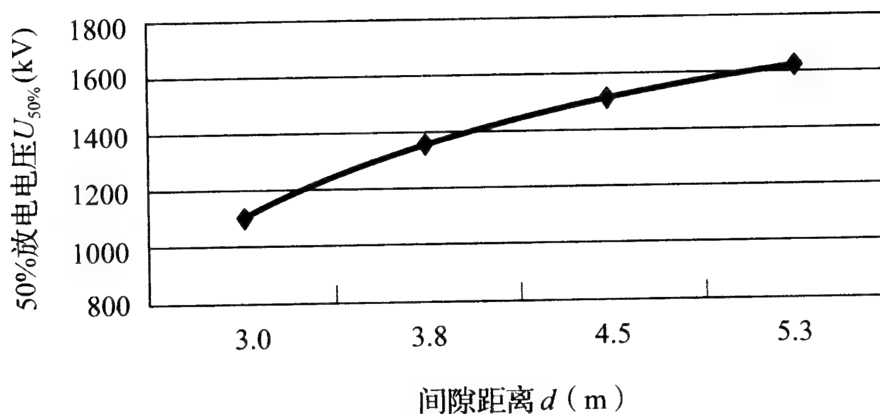


图 F.0.3-4 500kV 酒杯塔（ZVB452 型）中相 V 串导线对塔窗空气间隙的操作冲击 50%放电电压

3 500kV 同塔双回线路空气间隙的操作冲击放电电压：

1）塔型 SG1 的 500kV 同塔双回线路导线对下横担空气间隙的操作冲击 50%放电电压可按图 F.0.3-5 确定。

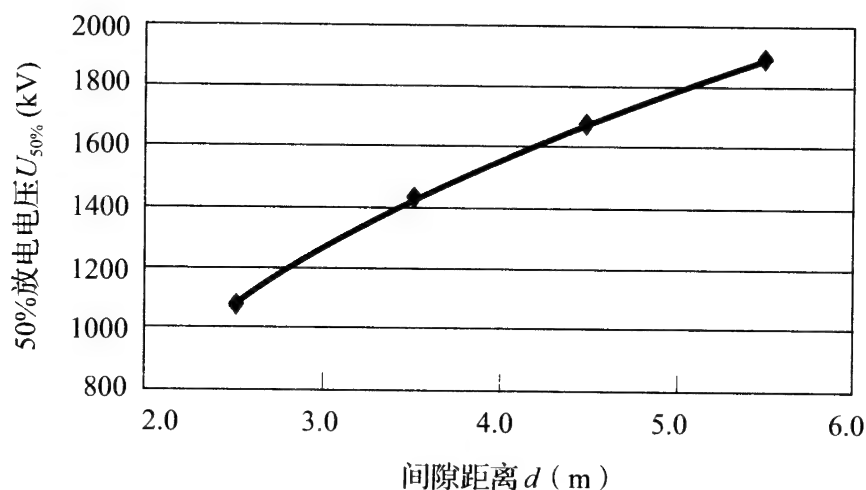


图 F.0.3-5 500kV 同塔双回线路导线对下横担空气间隙的操作冲击50%放电电压

2)500kV 同塔双回线路下相导线对塔腿空气间隙的操作冲击50%放电电压可按图 F.0.3-6 确定。

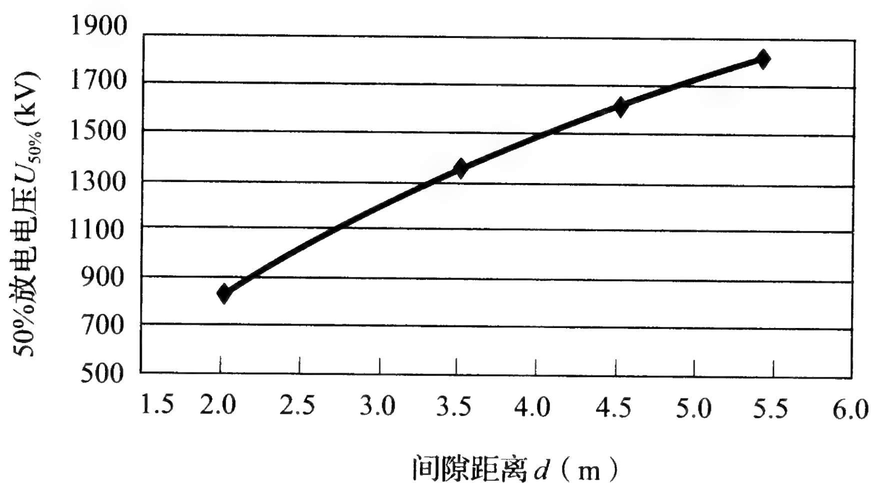


图 F.0.3-6 500kV 同塔双回线路下相导线对塔腿空气间隙的操作冲击50%放电电压

4 500kV 变电站仿真型构架或设备在操作冲击电压下空气间隙的放电电压：

1)二分裂软导线(φ51mm 间距 400mm)对构架空气间隙的操作冲击50%放电电压可按表 F.0.3-3 确定。

表 F.0.3-3　二分裂软导线对构架空气间隙的操作冲击50%放电电压

高压电极	有无均压环	对接地电极距离（m）		绝缘子悬挂方式及片数	$U_{50\%}$（kV）
		对横梁	对人字柱 d		
导线	无	3.8	2.55～6.55②	耐张串 32×XP—16	$846d^{0.33}$
导线	无	4.2	2.55～6.55②	耐张串 32×XP—16	$820d^{0.38}$
导线	无	4.2	4.20～6.20①	耐张串 32×XP—16	$1195d^{0.16}$
导线	无	4.2	5.20～3.20①	跳线风偏	$698d^{0.61}$
导线	无	4.2	5.05～3.65②	跳线风偏	$573d^{0.61}$
导线	有	4.06	3.20～6.20②	V 串 32×XP—7	$844d^{0.29}$
导线	有	3.94	2.70～6.20②	V 串 34×XP—7	$785d^{0.34}$

注：①导线与人字柱侧面间隙；

②导线与人字柱正面间隙；

本表数据来源自电力科学研究院，A 值的试验研究（阶段报告），1982 年 8 月。

2）隔离开关对构架空气间隙的操作冲击 50%放电电压可按表 F.0.3-4 确定。隔离开关对车辆空气间隙的操作冲击 50%放电电压可按表 F.0.3-5 确定。

表 F.0.3-4　隔离开关对构架空气间隙的操作冲击50%放电电压

高压电极	隔离开关状态	对接地电极（人字柱）距离 d（m）	$U_{50\%}$（kV）
GW6 动触头	合	4.90～6.75②	$767d^{0.4}$
GW6 动触头	分	5.10～6.75②	$723d^{0.41}$
GW7 静触头	合	2.10～5.10①	$600d^{0.53}$
GW7 静触头	分	2.70～4.10①	$559d^{0.7}$

注：①GW7 中心线对人字柱中心线距离为 6.0m；

②无人检修状态；

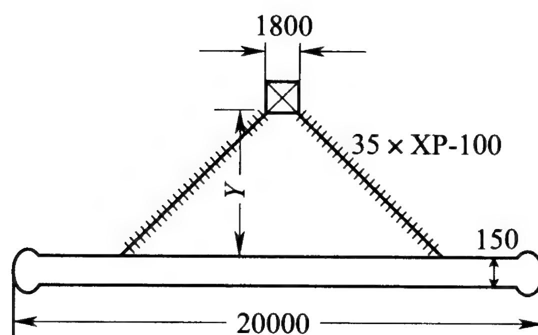
本表数据来源自电力科学研究院，A 值的试验研究（阶段报告），1982 年 8 月。

表 F.0.3-5 隔离开关对车辆空气间隙的操作冲击 50%放电电压

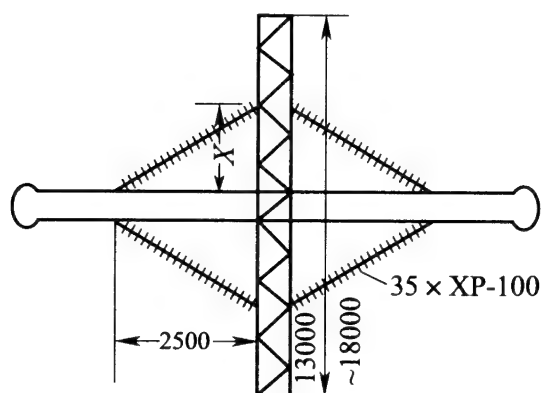
高压电极	隔离开关状态	对车辆距离 d(m)		$U_{50\%}$(kV)
		对车尾	对侧边	
GW6 动触头	合	4.2	4.99～5.67	$891d^{0.32}$

注：$\sigma_f/U_{50\%}$ 为 4.5%～6%，车辆模型的长宽高分别为 10.8m、2.5m 和 3.5m。

3）不同布置（图 F.0.3-7）方式下，无均压环的悬吊式硬导线对构架空气间隙的操作冲击 50%放电电压可按表 F.0.3-6 确定。有均压环时，对于间隙距离为 3.0m～4.2m 的情况，间隙距离应增加 5.5%。



（a）单V型串悬吊方式



（b）双V型串悬吊方式

图 F.0.3-7 悬吊式硬导线的布置

表 F.0.3-6 无均压环悬吊式硬导线对构架空气间隙的操作冲击50%放电电压

高压电极	对接地电极距离 d(m)		绝缘子片数	$u_{50\%}$(kV)
	对横梁 Y	对人字柱		
导线	3.82	2.70～6.35	35×XP－10	$632d^{0.51}$
导线	4.30	2.70～6.35	35×XP－10	$705d^{0.46}$
导线	4.56	2.70～6.35	35×XP－10	$687d^{0.49}$
导线	4.86	2.70～6.35	35×XP－10	$754d^{0.43}$
导线	5.80	2.70～8.85	42×XP－10	$804d^{0.42}$

注:1 数据来源自电力科学研究院,悬吊式铝管母线操作冲击放电特性,1981 年;

2 悬吊式硬导线为外 φ150mm、内 φ136mm 铝管,变电站构架为由 φ426mm 半圆柱两根组成的人字柱,横梁对地高 20m。

F.0.4 750kV 线路绝缘子串、线路和变电站空气间隙的放电电压:

1 750kV 线路 FC-300 I 型绝缘子串带 6 分裂导线的冲击50%放电电压可按图 F.0.4-1 确定。

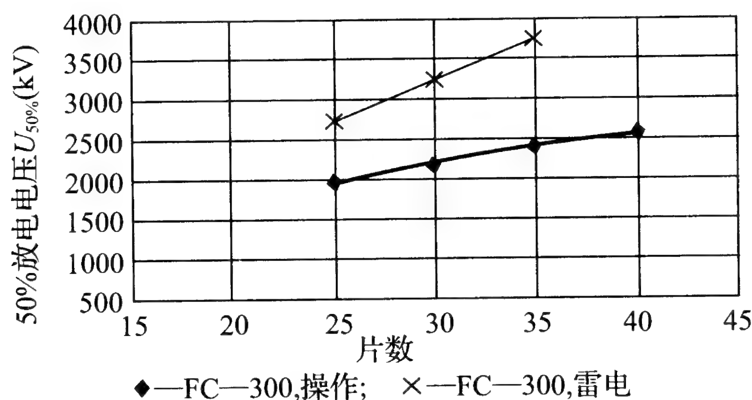
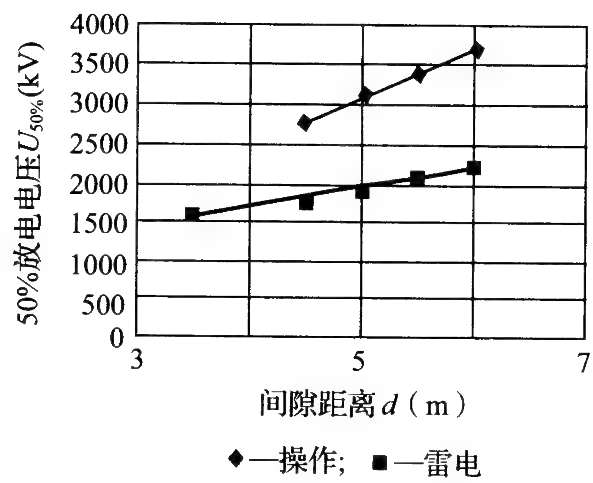


图 F.0.4-1 750kV 线路 FC-300 I 型绝缘子串带 6 分裂导线的冲击 50%放电电压

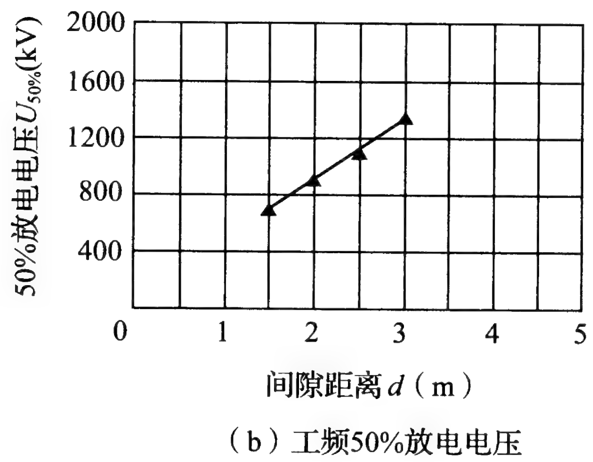
2 750kV 单回架空线路边相 I 串 6 分裂导线对塔柱空气间隙的 50%放电电压可按图 F.0.4-2 确定。当间隙距离为 3.3m～6.0m 时,操作冲击的 50%放电电压的间隙系数可取 1.42。间隙距离为 4.4m～6.0m 时,雷电冲击的 50%放电电压可按式(F.0.4-1)

计算：

$$U_{50\%}=615d \qquad (F.0.4\text{-}1)$$



（a）操作和雷电冲击50%放电电压

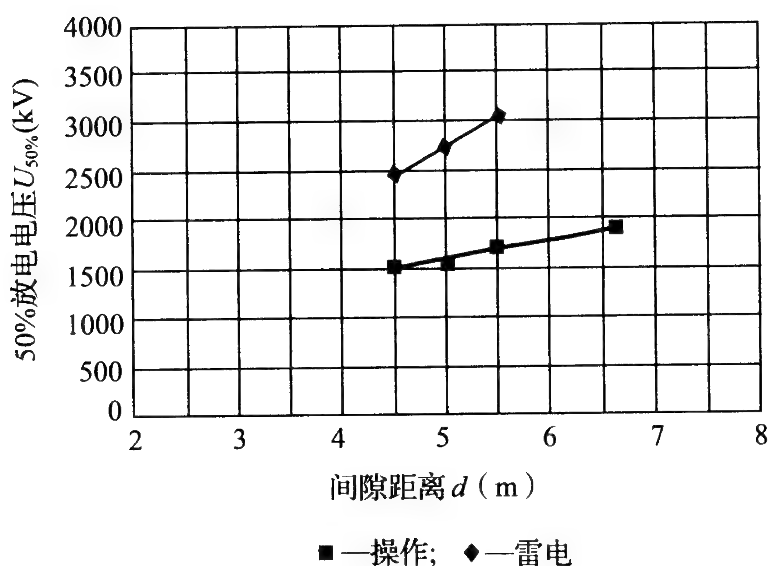


（b）工频50%放电电压

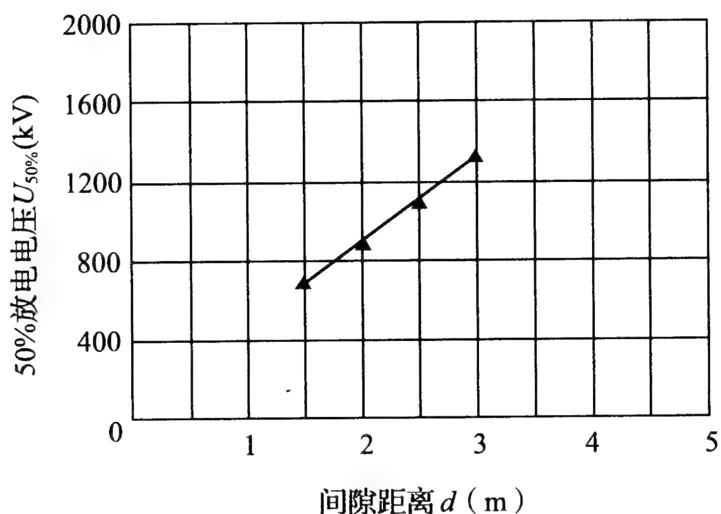
图 F.0.4-2　750kV 线路边相 I 串 6 分裂导线对塔柱空气间隙的 50%放电电压

3　750kV 线路拉 V 塔和酒杯塔中相 V 串 6 分裂导线对杆塔横担空气间隙的 50%放电电压可按图 F.0.4-3 确定。当间隙距离为 4.4m～6.6m 时，操作冲击 50%放电电压的间隙系数可取 1.2。当间隙距离为 3.3m～5.5m 时，雷电冲击 50%放电电压可按式(F.0.4-2)计算：

$$U_{50\%}=552d \qquad (F.0.4\text{-}2)$$



（a）750kV拉V塔的操作的雷电冲击50%放电电压



（b）750kV酒杯塔的工频50%放电电压

图 F.0.4-3　750kV 线路中相 V 串 6 分裂导线对杆塔空气间隙的 50%放电电压

4　750kV 同双回线路空气间隙的工频 50%放电电压可按图 F.0.4-4 确定，操作冲击 50%放电电压可按图 F.0.4-5 确定，雷电冲击 50%放电电压可按图 F.0.4-6 确定。

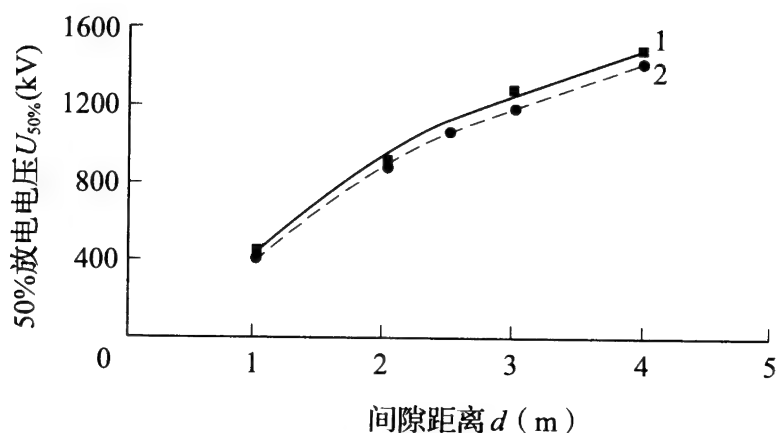


图 F.0.4-4　750kV 同双回线路空气间隙的工频 50%放电电压

1—中相;2—下相

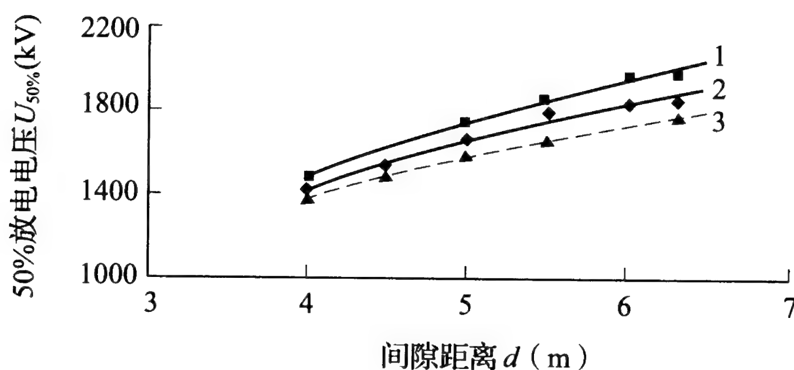


图 F.0.4-5　750kV 同双回线路空气间隙的操作冲击 50%放电电压

1—中相波前时间 800μs;2—中相波前时间 250μs;3—下相波前时间 250μs

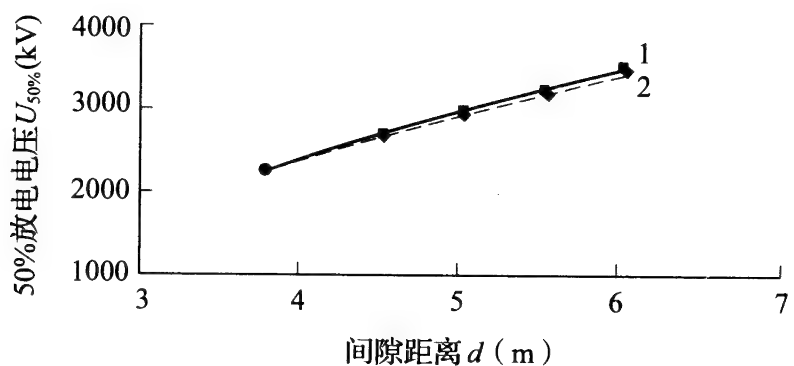


图 F.0.4-6　750kV 同双回线路空气间隙的雷电冲击 50%放电电压

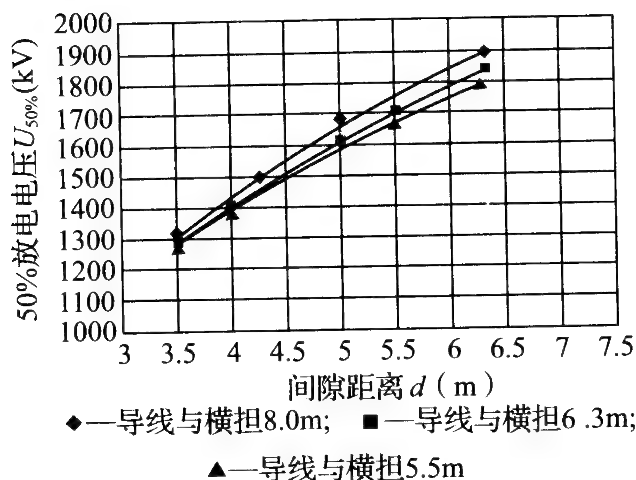
1—中相;2—下相

5　750kV 变电站空气间隙放电电压：

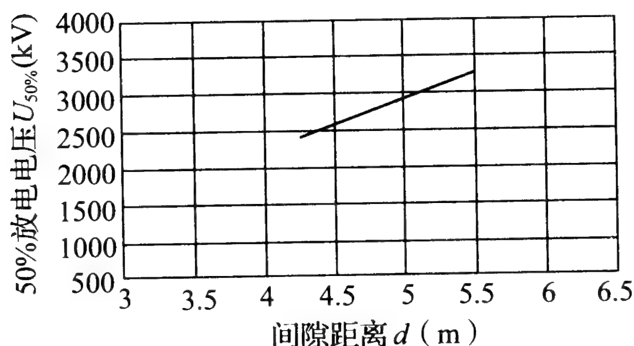
1)750kV 变电站导线对人字架空气间隙的 50%放电电压

可按图 F.0.4-7 确定。当间隙距离为 3.5m～6.3m 时，操作冲击 50%放电电压的间隙系数可取 1.23。当间隙距离为 4.3m～5.5m 时，雷电冲击 50%放电电压可按式(F.0.4-3)计算：

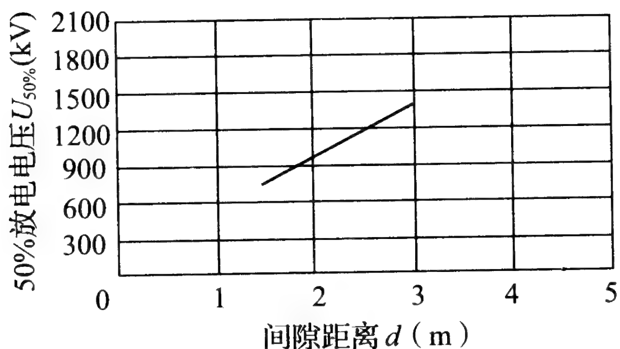
$$U_{50\%}=578d \quad (F.0.4-3)$$



（a）操作冲击50%放电电压



（b）雷电冲击50%放电电压

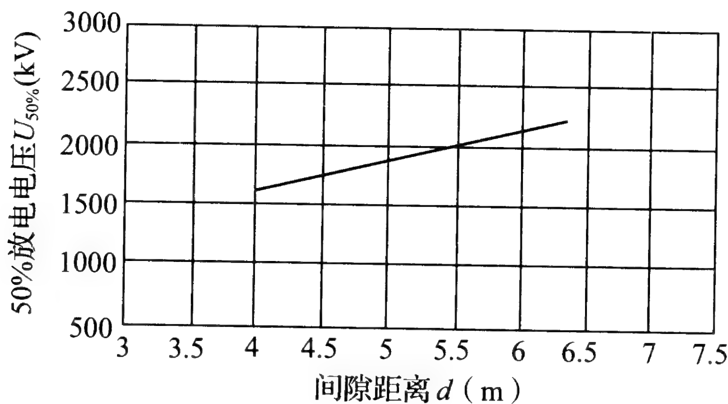


（c）工频50%放电电压

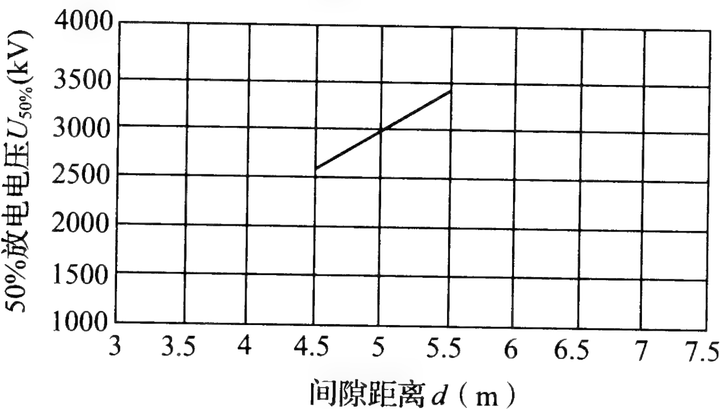
图 F.0.4-7　750kV 变电站导线对人字架空气间隙的 50%放电电压

2)750kV 变电站导线对构架横梁空气间隙的 50%放电电压可按图 F.0.4-8 确定。当间隙距离为 4.0m～6.3m 时，操作冲击 50%放电电压的间隙系数可取 1.42。当间隙距离为 3.3m～5.5m 时，雷电冲击 50%放电电压可按式(F.0.4-4)计算：

$$U_{50\%}=598d \qquad (F.0.4-4)$$



（a）操作冲击50%放电电压

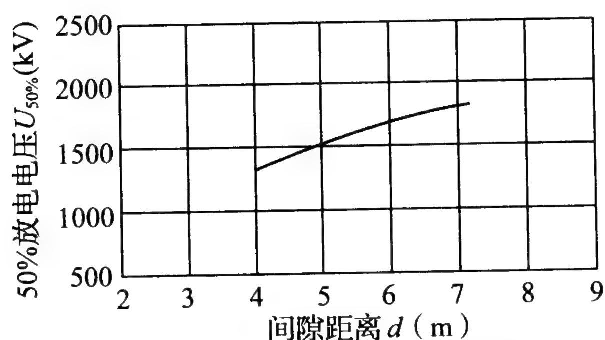


（b）雷电冲击50%放电电压

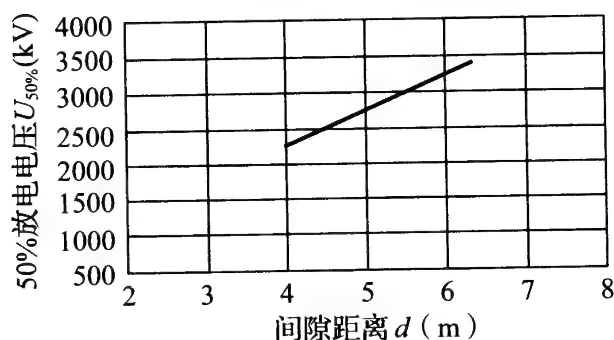
图 F.0.4-8　750kV 变电站导线对构架横梁空气间隙的 50%放电电压

3)750kV 变电站均压环对人字架空气间隙的 50%放电电压可按图 F.0.4-9 确定。当间隙距离为 4.1m～7.1m 时，操作冲击 50%放电电压的间隙系数可取 1.12。当间隙距离为 4.0m～6.3m 时，雷电冲击 50%放电电压可按式(F.0.4-5)计算：

$$U_{50\%}=542d \qquad (F.0.4-5)$$



（a）操作冲击50%放电电压



（b）雷电冲击50%放电电压

图 F.0.4-9　750kV 变电站均压环对人字架空气间隙 50％放电电压

4)750kV 变电站均压环相间空气间隙的操作冲击电压(α=0.4)50％放电电压可按图 F.0.4-10 确定。当间隙距离为 3.0m～4.0m 时，操作冲击 50％放电电压的间隙系数可取 1.76。

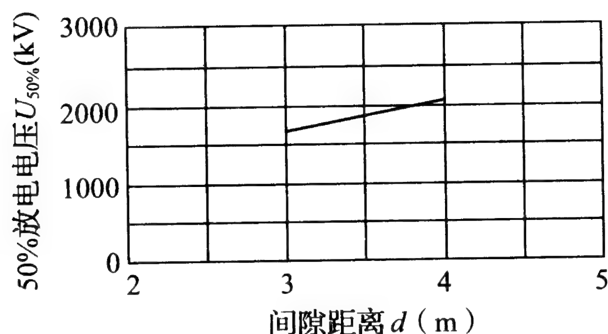


图 F.0.4-10　750kV 变电站均压环相间空气间隙的操作冲击 50％放电电压

5)750kV 变电站 3 分裂导线相间空气间隙的操作冲击电压(α=0.4)50％放电电压可按图 F.0.4-11 确定。当间隙距离为 3.0m～4.0m 时，操作冲击 50％放电电压的间隙系数可取 1.50。

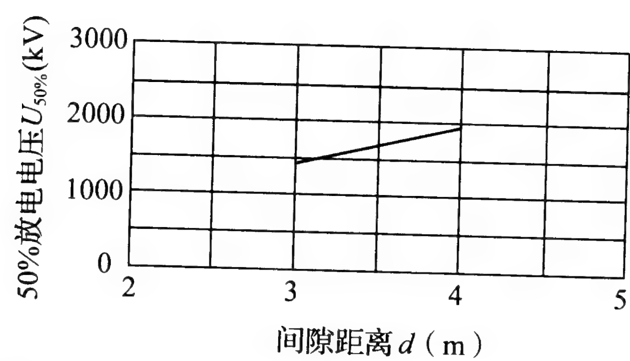


图 F.0.4-11　750kV 变电站 3 分裂导线相间空气间隙的操作冲击 50%放电电压

本规范用词说明

1　为便于在执行本规范条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

1）表示很严格，非这样做不可的：

正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”；

2）表示严格，在正常情况下均应这样做的：

正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”；

3）表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的：

正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；

4）表示有选择，在一定条件下可以这样做的，采用“可”。

2　条文中指明应按其他有关标准执行的写法为：“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

《绝缘配合　第1部分:定义、原则和规则》GB 311.1

中华人民共和国国家标准

交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范

GB/T 50064-2014

条 文 说 明

修订说明

《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064—2014，经住房城乡建设部2014年3月31日以第362号公告批准发布。

本规范是在《工业与民用电力装置的过电压保护设计规范》GBJ 64—1983的基础上修订而成的，上一版的主编单位为原水利电力部电力科学研究院高压研究所；主要起草人为刘继等。

此次修订工作，是在我国电力行业执行已逾10多年的电力行业标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620—1997的基础上经修改、补充完成的。修订时参考了《绝缘配合 第1部分：定义、原理和规则》IEC 60071—1（Insulation Coordination Part 1：Definitions，principles and rules），《绝缘配合 第2部分：使用导则》GB/T 311.2—2013（MOD IEC 60071-2：1996 Insulation Coordination Part 2：Application guide），《IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination》IEEE Std 1313.2TM-1999，《Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines》IEEE Std 1243和"俄罗斯统一电力系统"1999年发表的《6～1150kV电网雷电和内过电压保护手册》РД153-34.3-35.125-99，吸收了从《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620—1997执行过程反馈的意见、近年来过电压保护和绝缘配合的科研成果以及工程实践经验等。

为便于广大设计、施工、科研、学校等单位有关人员在使用本规范时能正确理解和执行条文规定，《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》编制组按章、节、条顺序编制了

本规范的条文说明,对条文规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项进行了说明。但是,本条文说明不具备与规范正文同等的法律效力,仅供使用者作为理解和把握规范规定的参考。

目　　次

1 总　　则

1.0.2 上一版规范《工业与民用电力装置过电压保护设计规范》GBJ 64—1983 仅适用于 35kV 及以下电压等级交流系统。此次修订，将我国目前的 6kV～750kV 电压等级交流系统全部纳入。

旋转电机包括发电机、同步调相机、变频机和电动机。

本规范不适用于高压直流输电工程换流站的交流侧电气装置以及电力电子装置。

2 术 语

2.0.1 系统中至少有一根导线或一点接地，通常是指变压器或发电机的中性线或中性点。中性点高电阻接地方式可限制由于电弧接地故障产生的瞬态过电压。

2.0.2 为限制瞬态过电压，系统等值零序电阻不宜小于2倍系统等值零序感抗。中性点低电阻接地的系统可获得快速选择性继电保护所需的足够电流。

2.0.6～2.0.9 在编制本规范时，收到了较多希望充分利用我国雷电定位系统（LLS）已获得的雷击地闪密度信息的意见。参考《高压输电线路防雷保护的若干问题》（杜澍春，《电力设备》，2001年3月第2卷第1期）中建议的地闪密度与雷电日之间关系的计算公式 $N_g=0.023T_d^{1.3}$，以及利用由国网电力科学研究院收集的1000kV晋东南（长治）-南阳-荆门特高压线路路径的地闪密度和雷电日的统计数据，绘出的二者的关系曲线（图1），补充了与雷电日对应的地闪密度阈值供工程设计时参考。同时更鼓励充分利用工程所在地区雷电定位系统获得的地闪密度和运行经验来评估雷电活动状况。

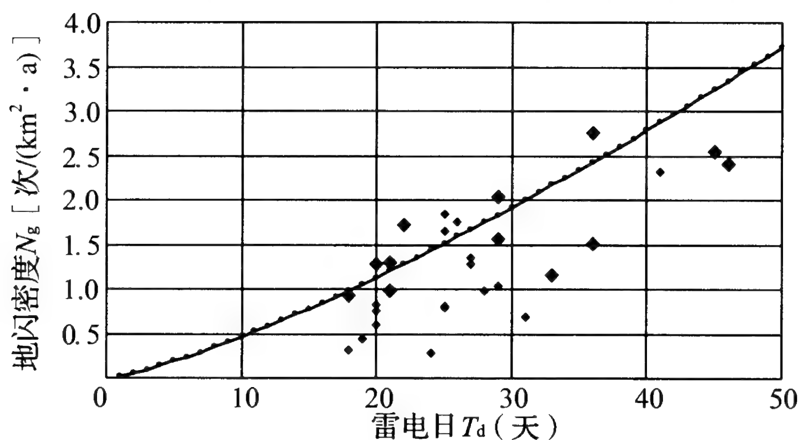


图1 雷电日与地闪密度的关系

◆(1)Whvri（雷电定位系统） ——(2) $N_g=0.023T_d^{1.3}$

3 系统中性点接地方式和电气装置绝缘上作用的电压

3.1 系统中性点接地方式

3.1.1 20世纪50年代起，我国东北电网由于电源容量扩大，对220kV系统出现了限制短路电流的要求。基于对系统工频过电压的分析和变压器中性点为半绝缘的特点，采用了部分变压器中性点不接地的应对措施。为限制系统短路电流，在不影响中性点有效接地方式时，110kV及220kV系统中广泛应用了部分变压器中性点不接地的措施。

20世纪80年代在确定葛洲坝水电站的6组500kV升压变压器的中性点接地方式时，经过科学分析论证确定了中性点经接地电抗器接地的方式。该接地方式具有可降低变压器中性点绝缘水平、中性点过电压保护简单可靠和运行维护方便的特点，经多年运行证明安全可靠，因而被列入电力行业标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620—1997中："330kV及500kV系统中不允许变压器中性点不接地运行。"本规范扩展到750kV系统，并明确330kV～750kV系统变压器中性点应直接接地或经低阻抗接地。

330kV系统中，当变压器中性点不接地运行时，变压器中性点的雷电全波冲击耐压和工频1min耐压分别为550kV和230kV。当中性点经接地电抗器接地时，中性点的绝缘水平分别降低至250kV和105kV，效益明显。

220kV变压器中性点不接地运行时，变压器中性点的雷电全波冲击耐压和工频1min耐压分别为400kV和200kV。当中性点经接地电抗器接地时，变压器中性点的绝缘水平分别降低至

185kV 和 85kV，可见 220kV 变压器中性点经接地电抗器接地时，在技术经济方面更具优越性。

3.1.3 第 2 款参考了试验研究结果（沈宗扬、王雪松、解秀余等，《6～10kV 电缆单相接地间歇性电弧电流下限的试验研究》，《西北电力技术》，1991 年 4 月第 2 期）。该项试验是在 1∶1 的模拟系统上进行的，用于试验研究的三种三芯电缆是 $3\times240mm^2$ 的 10kV 油纸绝缘电缆、$3\times70mm^2$ 的 6kV 全塑绝缘电缆和 $3\times95mm^2$ 的 6kV 交联聚乙烯绝缘电缆。研究结果表明这三种电缆的单相接地电流熄弧下限与绝缘型式密切相关：对全塑绝缘电缆单相接地电流不大于 20A，对油纸绝缘电缆不大于 15A，对交联聚乙烯绝缘电缆不大于 10A 时电弧可以熄灭。为安全计最终给出统一的熄弧电流 10A 的阈值。

第 3 款考虑了更高发电机额定电压和更大容量的现实情况。

3.1.4 6kV～35kV 系统单相接地故障立即跳闸，电气设备、电缆可采用较低的绝缘水平。配电网中除绝大多数电缆线路外还有少量架空线路且单相接地故障电容电流过大时也适用于本条。

3.1.6 第 1 款自动跟踪补偿消弧装置在我国已有多年的运行经验，技术先进成熟故予以推荐。

第 3 款可将系统分区运行来限制故障残余电流。

第 6 款中零序磁通经铁芯闭路的 YN，yn 接线变压器包括外铁型变压器和三台单相变压器组成的变压器组。

由于配电网发展的迅速，当投入较多新线路时，对于变电站内已安装有一定容量的自动跟踪补偿消弧装置的情况下，再行增容扩建往往有一定困难。我国北方某电力公司通过研究确立了配电网电容电流的集中与分散补偿原则。在某些新建的较长配电线路上，安装了与该线路电容电流相匹配的消弧变压器（ZN，yn 型变压器和固定电感的消弧线圈）。平时既能向低压用户供电，系统出现接地故障时也可提供补偿的感性电流。工程实施结果和运行情况表明，这比在变电站内再行增容具有一定的经济效益，在技术上

也是科学合理的。

此外，近年来配电网中出现了一种“中性点谐振与电阻联合接地方式”。此接地方式具有谐振接地和电阻接地两种功能。系统发生接地故障后一定时间内具有谐振接地系统的性质，对瞬时性故障的接地电弧可由消弧装置熄灭；当故障持续一定时间，判定为永久接地故障时，通过专门装置将中性点切换至电阻器，使系统转换为电阻接地方式。实践表明即使在架空配电线路故障点存在较高电阻条件下也可正确判断故障线路。

3.2 电气装置绝缘上作用的电压

3.2.3 本条参考了《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620—1997，并对范围Ⅱ扩大至800kV。

4 暂时过电压、操作过电压及限制

4.1 暂时过电压及限制

4.1.2 对范围Ⅱ同塔双回输电线路，预测系统工频过电压的条件依目前工程研究的实际情况纳入。同塔双回输电线路同名或异名两相接地故障发生概率较小，可根据工程实际情况确定是否考虑。

4.1.3 第2款中对于条件不同的工程需做具体研究。线路断路器的线路侧的工频过电压虽然超过1.4p.u.但对系统操作过电压水平、电气装置绝缘水平没有实质性影响，且能可观地减少高压并联电抗器的容量时，适当地放宽对工频过电压的要求是经济合理的。

4.1.4 运行经验表明，110kV及220kV变压器不接地的中性点装设的间隙，在运行中的误动作时有发生。主要有下列两种情况：

系统以有效接地系统运行，因线路雷击闪络发生单相接地故障时间隙动作。在广东、四川、湖南等地均有发生。广东地区110kV线路雷击闪络发生单相接地故障，变电站间隙误动，因电气主接线条件其间隙回路中的继电保护使主变压器跳闸造成变电站停电。

系统以有效接地系统运行，同塔双回线路遭受雷击一回闪络跳闸过程中，另一回线路末端变电站变压器不接地的中性点装设的间隙误动。其间隙回路中的继电保护使另一回线路跳闸，造成双回路同时停电。

综合这些情况，并参考各地对此类问题的改进措施，补充了本规范本条第2款。

雷电过电压下保护变压器中性点标准分级绝缘的要求见本规范第5.4.13条第8款。

4.1.6 同步发电机带容性负荷条件下，发电机电感参数周期性变化与系统电容参数配合不当时，会引起发电机自励磁（参数谐振）过电压。

4.1.7 装有并联电抗器的线路处于非全相状态时，由于健全相和断开相的相间电容耦合，可在断开相上引起非全相谐振过电压。

4.1.8 范围Ⅱ的系统中，当空载线路或其上接有空载变压器时，由电源变压器断路器合闸、重合闸或由只带有空载线路的变压器低压侧合闸、带电线路末端的空载变压器合闸以及系统解列的情况下，由这些操作引起的过渡过程的激发使变压器铁芯磁饱和、电感做周期性变化，回路等值电感在2倍工频下的电抗与2倍工频下线路入口容抗接近相等时，会产生以2次谐波为主的高次谐波谐振过电压。

4.1.10 由单一电源侧用断路器操作中性点不接地的变压器出现非全相时，变压器的励磁电感与对地电容产生铁磁谐振，能产生2.0p.u.～3.0p.u.的谐振过电压；有双侧电源的变压器在非全相分合闸时，由于两侧电源的不同步在变压器中性点上可出现接近于2.0p.u.的过电压，产生铁磁谐振，会出现更高的过电压。

4.1.11 当连接有中性点接地的电磁式电压互感器的空载母线，因合闸充电或在运行时接地故障消除的激发，使电压互感器过饱和产生铁磁谐振过电压。配电变压器高压绕组对地短路；输电线路单相断线且一端接地或不接地也可能产生谐振过电压。

第2款第5项是根据多年运行经验修订的。《6～1150kV电网雷电和内过电压保护手册》РД153-34.3-35.125-99给出的防止谐振的6kV、10kV和35kV电磁型电压互感器的接线图（图2），该电压互感器箱内装有2台互感器（三相和单相），它们有单独的磁路。三相高压绕组的中性点连接着单相互感器，用于测量零序电压。其原理与在电压互感器高压绕组中性点接入单相电压互感器一致。

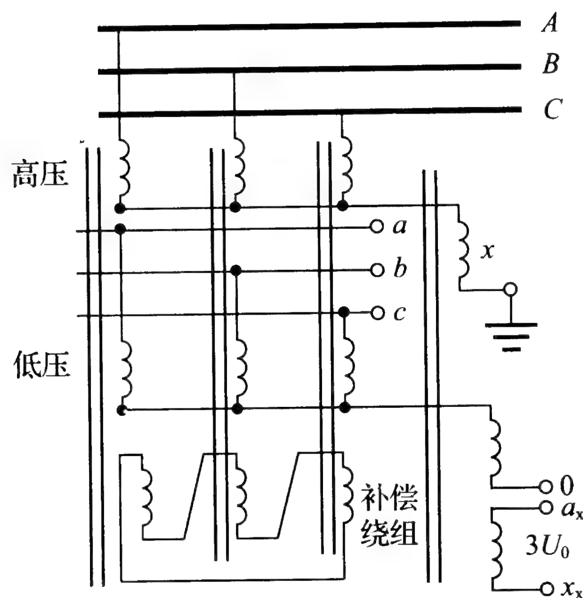


图 2 防止谐振的电磁型电压互感器的接线图

4.1.12 非谐振接地的较低电压系统中转移过电压指零序电压通过电容，例如变压器绕组间或两条架空线路间的电容耦合，由较高电压系统传递到中性点不接地的较低电压系统，或由较低电压系统传递到较高电压系统，或回路参数形成串联谐振条件，产生的过电压。可通过安装电力电容器的措施增大对地电容。

4.2 操作过电压及限制

4.2.1 第 3 款依目前工程研究的实际情况，补充了范围Ⅱ同塔双回空载线路合闸、单相重合闸会产生操作过电压预测条件。双回同名相或异名相接地故障情况下的分相重合闸过电压有可能高于单回单相接地故障后的单相重合闸过电压，但出现的概率较低。

第 4 款补充了对 750kV 系统的 1.8p.u. 的要求。

第 6 款范围Ⅰ的线路合闸和重合闸过电压一般不超过 3.0p.u.，通常无须采取限制措施。

4.2.2 依据目前工程研究的实际情况修订。线路单相接地故障时在健全相上会出现单相接地故障过电压，其大小和线路长度、故障点的位置有关。不会成为线路操作过电压绝缘设计的控制

因素。

线路单相接地，故障相两侧线路断路器分闸后，在故障线路健全相上会产生故障清除过电压，其幅值较低，随着接地故障相数的增加该过电压幅值呈升高的趋势，但两相短路、两相或三相接地故障出现概率小。

带电作业时，单相重合闸退出，单相接地引起三相分闸。单相接地故障，单相重合闸不成功也会引起三相分闸。单相接地三相分闸时，可能在故障线路的健全相或相邻线路上产生较高的单相接地三相分闸过电压。

4.2.3 无故障甩负荷过电压与线路长度、线路无功补偿情况及线路潮流有关。

4.2.6 对 110kV 及 220kV 系统，重击穿概率极低的断路器可防止开断空载线路的过电压超过 3.0p.u.。对 66kV 及以下不接地系统或谐振接地系统，断路器开断空载线路发生重击穿时的过电压一般不超过 3.5p.u.；当开断前系统已有单相接地故障，使用一般断路器操作时产生的过电压会超过 4.0p.u.。6kV～35kV 的低电阻接地系统，开断空载线路断路器发生重击穿时的过电压会达到 3.5p.u.。

4.2.7 6kV～66kV 系统中，开断并联电容补偿装置，断路器发生单相重击穿时，电容器组对地过电压可能超过 4.0p.u.。开断前电源侧有单相接地故障时，该过电压将更高。当开断发生两相重击穿时，电容器组极间过电压可能超过 $2.5\sqrt{2}U_{\mathrm{n.C}}$（$U_{\mathrm{n.C}}$为电容器组的额定电压）。

4.2.8 我国北方某电网一变电站曾连续 5 次发生用 KYN-40.5 型铠装型移开式交流金属封闭开关柜内的 ZN12-40.5 型真空断路器，开断容量为 10MV · A 的电抗器时，真空断路器灭弧室外部放电损坏导致跳闸的事故。

1988 年 9 月中国电力科学研究院曾对某省一铁合金厂用ZN-35 型真空断路器合、分电炉变压器（35kV，6000kV · A）的过电压

进行过现场测试。此前，该厂仅在6月14日至6月30日先后发生了6次真空断路器操作电炉变压器时断路器真空泡炸裂或断路器电源侧端子间闪络放电事故。试验表明，断路器合闸时未出现过电压。断路器分闸时多数情况下出现截流，截流值有的超过100A。母线侧无过电压。过电压出现在变压器侧。37次分闸操作共获得了111个数据：相对地过电压大于3.0倍占5.5%，最大为3.53倍（变压器侧三相对地安装有无间隙MOA）。相间过电压最大为5.78倍。断路器断口过电压最大为4.5倍。

上述情况表明真空断路器在开断电抗类负载时，有感性电流截流现象。当截流值足够大且断路器负载侧对地电容值较小时，因截流储藏于电感内的磁能引起较高幅值、较高频率的相对地和相间操作过电压。相对地过电压与断路器电源侧的电源电压还共同作用于断路器灭弧室（断口）两端，引起断路器相对相端子间或断路器断口闪络放电。当此类放电电弧波及断路器电源侧端子时，还会造成其上部电源的跳闸。

1992年和1993年在天广500kV输变电工程系统调试中，中国电力科学研究院曾对3个500kV变电站变压器35kV侧的电抗器投、切过电压进行过现场测试。操作用断路器为SF_6型。开断35MV·A电抗器时，断路器电流在零值附近开断。2个变电站获得的电抗器侧相对地最大过电压分别为1.82倍（因三相断路器开断时间不同期，中性点电压11.1kV）和2.15倍（中性点电压2.8kV）。现场试验表明，35kV SF_6型断路器开断电抗器截流小、过电压不高。

4.2.9 以前R-C阻容吸收装置中的电阻为线性电阻器，具有耗能高的缺点。根据目前此类产品的改进，对R-C阻容吸收装置补充了能耗极低的要求。开断高压感应电动机时，因断路器的截流、三相同时开断和高频重复重击穿会产生过电压，后两种仅出现于真空断路器开断时。过电压幅值与断路器熄弧性能、电动机和回路元件参数有关。开断空载电动机的过电压不超过2.5p.u.。开

断启动过程中的电动机时，截流过电压和三相同时开断过电压可能超过 4.0p.u.，高频重复重击穿过电压可能超过 5.0p.u.。高压感应电动机合闸的操作过电压一般不超过 2.0p.u.。

4.2.10 66kV 及以下不接地系统发生单相间歇性电弧接地故障时，可产生一般不超过 3.5p.u. 的过电压。具有限流电抗器、电动机负荷，且设备参数配合不利的 6kV 和 10kV 某些不接地系统，发生单相间歇性电弧接地故障时，可能产生危及设备相间或相对地绝缘的过电压。对这种系统根据负荷性质和工程的重要程度，可进行必要的过电压预测。

4.3 VFTO 及限制

4.3.1 依据目前工程研究的实际情况新增了本条。GIS 和 HGIS 变电站中隔离开关开合管线，可产生 VFTO。VFTO 的特点是波前时间很短(小于 0.1μs)；波前之后的振荡频率很高(大于 1MHz)；幅值也较高(最大值可达 2.5p.u.)。高幅值 VFTO 会损害 GIS、HGIS、变压器和电磁式电压互感器绝缘，或损害二次设备或对二次电路产生电磁骚扰。

变压器与 GIS 经过架空线路或电缆相连时，在变压器上的 VFTO 幅值不高，波前时间也有所变缓。变压器与 GIS 之间通过油气套管相连时，在变压器上的 VFTO 较严重，可损害变压器匝间绝缘。

“隔离开关加装阻尼电阻”的条件，参见本规范第 6.4.3 条第 2 款。

4.4 限制操作过电压用 MOA 的基本要求

4.4.1 荷电率是 MOA 持续运行电压与额定电压之比。为满足长期安全运行的需要，电气装置保护用 MOA 相对地持续运行电压要高于系统最高相电压的要求。正常运行时，变压器、并联电抗器中性点 MOA 上无电压作用，对中性点 MOA 先确定其额定电

压,然后再依荷电率来确定其持续运行电压。

4.4.2 电气装置保护用 MOA 额定电压 U_R 计算式(4.4.2-1)和式(4.4.2-2),参考了《交流电力系统金属氧化物避雷器使用导则》DL/T 804—2002。

确定 MOA 额定电压参数时,强调了"应依据系统暂时过电压的幅值、持续时间和 MOA 的工频电压耐受时间特性"。例如对于电压范围Ⅱ的 500kV 输变电工程,由于线路首端和末端的工频过电压不同,多为 1.3p.u. 和 1.4p.u.,过去习惯这两处 MOV 的额定电压分别选择为 420kV 和 444kV。在我国晋东南-南阳-荆门特高压试验示范工程中,经研究和试验已作出结论,认为线路末端的工频过电压(1.4p.u.)虽然会比首端略高,但其持续时间少于 0.5s,而 MOA 自身的工频电压耐受时间特性具有一定的裕度,因此线路首、末端均可按首端的工频过电压(1.3p.u.)选择其额定电压(828kV)。这样处理可在不降低设备可靠性的前提下,改善系统的过电压保护。故本规范对电压范围Ⅱ的输变电工程也作出同样规定,方案实施前宜再对 MOA 进行验证性试验以确保安全。

4.4.3 对于电压范围Ⅱ的输变电工程,按本规范第 4.4.2 条的规定,经研究对线路首、末端均按首端的工频过电压(1.3p.u.)选择其额定电压($0.75U_m$)。

5 雷电过电压及保护

5.1 一般规定

对电线路和变电站的防雷设计，本规范强调从实际出发、因地制宜，通过计算分析和技术经济比较，采用差异化的防雷保护措施。

5.2 避雷针和避雷线的保护范围

原水利电力部《电力设备过电压保护设计技术规程》SDJ 7—79 编制组，曾对我国22省、市66个发电厂、变电站的692支避雷针进行过调查统计。在680站·年中至少观察到雷击避雷针55针·次。考虑原水利电力部和一机部“绝缘配合工作组”对西北、华东和东北约670站·年15500针·年避雷针的运行统计，只发现江西某变电站发生过1次绕击。据此估计绕击率约为0.15次/(100站·年)，即每个变电站约670年发生1次绕击。由此可见，本规范沿用原相关标准确定避雷针和避雷线的保护范围的做法是安全可行的。

5.3 高压架空输电线路的雷电过电压保护

5.3.1 第1款强调线路防雷方案的制订，一定要从实际情况出发，因地制宜。自动重合闸装置是防止线路因雷击跳闸造成永久停电的根本措施。

第4款杆塔上地线对边导线的保护角，参考了《110kV～750kV 架空输电线路设计规范》GB 50545—2010。其中第5项参考了东部地区某些工程实际情况。

第6款有地线线路的耐雷水平，是按本规范附录D推荐的架

空线路雷电性能的分析计算方法获得的。线路杆塔冲击接地电阻7Ω。反击耐雷水平的较高/较低值分别对应雷击时刻工作电压为峰值且与雷击电流同/反极性的情况。

第8款第2项范围Ⅱ的输电线路档距中央导线与地线间的最小距离，参考了俄罗斯2003年第7版《电气设备安装规程》ПРАВИЛА УСТОЙСТВА ЭЛЕКТРОУСТАНОВ-О 7-е издание 2003，雷击档距中央时由地线反击至导线的耐雷水平要比第1项提高一些。

5.3.2 第1款中按允许载流量计算导线截面的线路，还应校验当导线为最高允许温度时的交叉距离，操作过电压要求的空气间隙距离见本规范表6.2.4-1和表6.2.4-2。

5.3.3 第2款第1项参考了《6～1150kV电网雷电和内过电压保护手册》РД153-34.3-35.125-99。第2项～第5项参考了目前工程研究的实际情况。

5.3.4 东北、华北、华东、华中和华南等电网中均发生过同塔双回110kV和220kV线路雷击时多相绝缘子闪络，从而引起双回线路同时闪络跳闸的情况。采用在平衡绝缘的一回线路上适当增加绝缘以形成不平衡绝缘的措施，可以减少雷击引起双回线路同时闪络跳闸的概率。这一情况已被广东地区的运行经验所证实。

广东某地1999年6月在部分110kV同塔双回线路上采取了不平衡绝缘方式，截至2006年底，经历了500多个雷暴日，计281km·a。采用不平衡绝缘与平衡绝缘时，雷击跳闸情况的比较见表1。平衡绝缘时同时跳闸次数约占跳闸总数的72%。而在不平衡绝缘条件下，同时跳闸降至7.7%，效果显著。不平衡绝缘的配置有7片/9片、8片/10片瓷绝缘子方式；也有合成绝缘子/合成绝缘子＋两片玻璃绝缘子方式。实际运行中，尚未发现由于增加绝缘子后导线对杆塔空气间隙变化带来的问题。

表 1　110kV 同塔双回线路雷击跳闸统计

绝缘型式	平衡绝缘	不平衡绝缘
双回同时跳闸次数	34	2
总跳闸次数	47	26
同时跳闸率(%)	72.3	7.7

华北电网公司的同塔双回 220kV 隆木一线的一回线路上安装了绝缘子并联间隙，其 149 号塔因 2011 年 7 月 11 日 15 点 28 分 44 秒出现的雷击造成 1 号线上相并联间隙闪络，引起单回线路跳闸。杆塔接地电阻 10.5Ω 雷电流超过 100kA，经分析为一次雷击塔顶造成的 1 相反击。而未安装绝缘子并联间隙的同塔双回陡溯 1、2 线路 32 号塔在同年 7 月 23 日 1 点 3 分 23 秒的雷击中导致 1 号线下相和 2 号线中相绝缘子闪络，引起双回线路同时跳闸。杆塔接地电阻 9.4Ω，雷电流也超过了 100kA，经分析为一次雷击塔顶造成的 2 相反击。这一运行情况为本条第 2 款的规定提供了一定的佐证。

福建电网公司同塔双回 220kV 漳庄 1 号线、2 号线的 1 号线上安装并联间隙后的运行特征有以下改变：线路雷击跳闸率有一定增加，2010 年漳庄Ⅰ路共发生 6 次雷击跳闸、2011 年共发生 3 次雷击跳闸；线路绝缘子及其附件得到有效保护，雷击后绝缘子基本没有烧伤痕迹；有效降低同塔双回线路同跳的概率，漳庄 2 号线得到有效保护。

5.3.5　根据多年运行经验新增加本条。

线路防雷用避雷器的采用是根据我国近年来的科研成果和运行经验列入的条款。1980 年美国 AEP 和 GE 公司开始开发线路防雷用 MOA。75 支 138kV 避雷器于 1982 年开始在杆塔接地电阻平均为 100Ω(最大的 194Ω)的 25 个杆塔上试运行。取得了在这些杆塔上从未出现过雷击闪络的良好效果。

在日本，1986 年开发出带串联间隙的线路 MOA。1988 年 275kV 合成绝缘线路 MOA 也已在双回线路上运行。为防止同杆

双回 500kV 线路的双回路线同时雷击闪络，从 1990 年开始 500kV 线路 MOA 安装在某双回线路的一回线上运行。据统计，截止到 1993 年在 66kV、77kV、275kV 和 500kV 线路运行的线路 MOA 已达 30000 支，且均取得良好的效果。日本针对 72.5kV 线路各种防雷措施效果做过对比分析。一般线路的雷击闪络率为 100%，加强绝缘、安装耦合地线和降低杆塔接地电阻可分别将雷击闪络率降至 62%、56%和 45%。而安装线路 MOA 却可从根本上消除线路雷击闪络故障。

我国成功地应用线路避雷器的一个例子是江苏省的 220kV 谏奉线。该线长江大跨越段跨越高塔 2 基、耐张塔 2 基，总长 2.338km，跨越塔高 106m。原设计为单回路，后改成双回路后，顶端原两根避雷线改为运行的相线，成为无避雷线的双回路跨江段。1989 年 5 月到 1996 年 11 月，作为双回路跨江段的防雷措施，是在 2 基高塔顶上两相导线与横担之间安装日本日立公司的 ZLA-X25C 型 MOA(具有 0.5m 串联空气间隙)。这段时间，所装 4 支避雷器共动作 6 相次。线路未发生闪络，开创了我国长江流域 220kV 线路无避雷线运行的先河。

中国电力科学研究院对 110kV、220kV 有避雷线线路应用线路避雷器的防雷效果进行过计算研究。研究表明，杆塔接地电阻 50Ω 时，220kV 线路未安装线路避雷器时反击耐雷水平仅约 32kA。安装线路避雷器时，线路的反击耐雷水平达 350kA 以上。110kV 线路也有类似的结果。

根据多年的工程实践可以发现，位于山区、丘陵的线路其雷击闪络远高于平原线路。这主要是一方面前者因地形地貌的关系使避雷线的屏蔽作用变坏，另一方面与土壤电阻率高、杆塔接地电阻不易达到较低值有关。为了充分利用有限的资金获得较好的降低线路雷击闪络的效益，根据线路雷击特点，建议线路避雷器优先安装在杆塔。

特别指出，目前大跨越高杆塔由于防雷保护的需要，绝缘子串

较一般杆塔长出许多，致使本来较高的杆塔再增加高度。采用线路避雷器后可望大幅度减少绝缘子串长，收到既防止雷击闪络又降低杆塔高度从而减少线路投资的较好效果。

线路避雷器在杆塔上的安装方式：

110kV、220kV 单回线路为防止时有发生的 3 相绝缘子雷击闪络，宜在 3 相绝缘子串旁安装；同塔双回线路宜在一回路线路 3 相绝缘子串旁安装，以防雷击引起双回线路同时跳闸。330kV～750kV 单回线路可在两边相绝缘子串旁安装，同塔双线路宜在一回路线路比上相更易绕击的中、下相绝缘子串旁安装。

5.3.6 采用绝缘子并联间隙，也是根据我国近年来的科研成果和运行经验列入条款的。

日、德、法等国从 20 世纪 60 年代已开始研究在架空输电线路上使用并联间隙。日、英、法和德国分别研发了适用于 66kV～1100kV 的各级电压等级绝缘子的并联间隙，进行了相关试验，并在各级线路上广泛应用。CIGRE 的第 22 委员会 03 工作组（绝缘子工作组）在 1989 年调查了 18 个国家 100kV 以上电压等级绝缘子保护装置的设计准则，其中采用绝缘子并联间隙的国家有：奥地利、比利时、丹麦、芬兰、法国、德国、意大利、日本、瑞士、英国和南斯拉夫。此外东南亚国家、韩国、印度以及中国香港地区和台湾地区受日本和欧洲的影响，也在各电压等级输电线路上安装有形状各异的招弧角。

21 世纪初，中国电力科学研究院及多家网省公司开展了“110kV、220kV 架空线路并联间隙防雷保护研究”的工作，开始全面开展绝缘子并联间隙的研究，研制相关产品，并获得发明专利。所研制的 35kV～220kV 架空线路并联间隙产品在我国部分输电线路上已挂网运行，积累了宝贵的运行经验。

江苏省电力公司于 2005 年 7 月至 11 月，在 4 回 220kV 线路和 2 回 110kV 线路上安装了绝缘子串并联间隙。2005 年和 2006 年，在 1 回 110kV 输电线路上了发生了 1 次雷击闪络跳闸重合成

功，绝缘子良好，并联间隙端部有闪络痕迹。北京电力公司也自2005年底起在多条雷害严重的35kV线路上全线试用了绝缘子并联间隙。经过4个雷雨季的运行，绝缘子并联间隙运行情况良好。在间隙上发现放电点，间隙起到了保护绝缘子的作用，绝缘子损坏率有所下降。2007年起北京供电公司还在多条110kV输电线路上安装试用了绝缘子并联间隙。截至2009年10月北京电力公司已安装绝缘子并联间隙的35kV线路达77条，110kV线路达9条。

5.4 发电厂和变电站的雷电过电压保护

5.4.1 发电厂和变电站内生活辅助建筑物的防雷保护，按现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057确定。

5.4.4 发电厂和变电站有爆炸危险的建构筑物包括制氢站、露天氢气贮罐、氢气罐储存室、易燃油泵房、露天易燃油贮罐、厂区内的架空易燃油管道、装卸油台和天然气管道以及露天天然气贮罐。

5.4.7 第5款中“避雷针与主接地网的地下连接点至变压器外壳接地线与主接地网的地下连接点之间，埋入地中的接地极的长度不得小于15m”的规定，主要是考虑雷击避雷针形成的反击雷电过电压波沿接地极流动时有足够的衰减，以防反击电气设备。对大坝与厂房紧邻的水力发电厂，因条件特殊放宽了要求。

5.4.8 对大坝与厂房紧邻的水力发电厂，因条件特殊放宽了要求。在第5款中变电站接地电阻不应超过4Ω，该接地电阻不包括架构基础的接地电阻。

5.4.12 本条规定了范围Ⅱ发电厂和变电站高压配电装置的雷电侵入波过电压保护的要求。

第1款，进线段线路的反击和绕击是发电厂和变电站内雷电侵入波的主要来源。由于超高压线路杆塔高度较高和运行电压幅值高，雷电绕击侵入波过电压更值得关注。

第 2 款，由于范围Ⅱ发电厂和变电站防雷保护的重要性，采用仿真计算确定防雷保护方案是目前工程设计的常规手段。

第 3 款，由于侵入变电站的雷电过电压受较多随机因素的影响，采用统计法得出的发电厂和变电站的雷电安全运行年，对于评价发电厂和变电站的防雷保护可靠性更为科学，同时又可与运行经验相互印证。因此参考《6～1150kV 电网雷电和内过电压保护手册》(РД153-34.3-35.125-99)，本规范对范围Ⅱ发电厂和变电站的雷电安全运行年作出了相应规定。雷电安全运行年可按本规范附录 D 中的 D.2 变电站雷电性能的分析计算原则通过计算获得。

5.4.13 第 4 款是根据运行经验新增的内容。

据不完全统计，2007 年 4 月至 7 月，重庆、浙江、福建和辽宁四省市电力系统共发生 9 起线路遭雷击引发敞开式变电站线路断路器损坏的故障。概括有以下几个特点：断路器全部为瓷柱式 SF_6 断路器，跳闸时间短。故障过程先是线路断路器跳闸后约经 100ms 左右、断路器处于待重合的断开状态下，出现断路器绝缘击穿。断路器故障时，变电站附近有雷电活动，当地雷电定位系统均有对地雷击记录。虽然雷电定位系统给出的雷击时间与站内继电保护时间存在误差，但雷电定位系统结果的时序与继电保护记录的时序基本一致。变电站电气主接线方式基本相同，采用双母线带旁路的主接线方式，线路断路器的线路侧未安装避雷器。

有研究表明，对地放电的雷云中存在多个电荷中心时，在某电荷中心完成对地放电后，可引起其他中心向第一个中心放电，因此雷云对地放电通常是多重的。每次放电相隔离时间约 0.6ms 到 0.8s(平均为 65ms)，放电的数目平均为 2 个到 3 个，最多记录到 42 个。据国际大电网会议报告，多次雷击持续时间在 300ms 及以上的概率约为 0.3。当线路遭到雷击绝缘闪络后，线路两端闪络相的断路器立即跳闸，约经 700ms 左右断路器再重合。可见，恰在等待重合的时间内，当有后续雷击出现就会有雷电侵入波到达断开状态的断路器，由于电压全反射，从而引起没有保护的断路器

内绝缘或外绝缘击穿。

国际大电网会议第33.11工作组于1998年发表了“雷击引起分闸断路器闪络”的事故调查报告。报告收到16个国家45个电力公司的答复。有17个电力公司曾经有雷击引起分闸断路器闪络的问题，共报道了40次闪络，电压等级从72.5kV到765kV。调查结果显示，闪络的断路器既有SF_6断路器，也有吹气式断路器以及少油式断路器，绝大多数闪络发生在户外变电站。影响分闸断路器雷击闪络的最重要的因素是过电压保护的类型，在运行中未发生这类闪络事故的电力公司，其架空线进线上都有有效的雷电过电压保护，即使是雷电水平达每年50个雷暴日的地区也没有雷击闪络的报道。然而，对于那些忽视防雷保护，雷电水平并未超过每年20个雷暴日的地区，却发生了高达31次的雷击闪络。多数断路器的闪络发生在重合闸的待重合时间，这显然是由于多重雷击引起的。

上述国内9起断路器损坏故障，自然也是由于线路的重复雷击引起的。防止此类故障的基本措施是在线路断路器的线路侧安装避雷器。

第7款为根据工程需要新增的内容。

第8款，广东省某市供电公司根据110kV/10kV主变压器均采用性能良好的SF_6断路器的实际条件，于1999年制定了主变压器中性点过电压保护配置的规定：对低压侧无电源的变压器取消中性点上与无间隙MOA并联的棒间隙。共有46台66kV电压等级绝缘水平的中性点和1台44kV电压等级绝缘水平的中性点分别只采用HY1.5W-73/175型和HY1C4-60/134型MOA保护，截至统计之日已运行5年，无异常情况。

第11款也适用于一台变压器与两台电机相连的三绕组变压器的低压绕组有开路运行时。

第12款第4项，配电站指所内仅有起开闭和分配电能作用的配电装置，母线上无主变压器。

5.5 配电系统的雷电过电压保护

5.5.5 国内外的运行经验表明，架空配电线路绝缘导线遭受雷电过电压绝缘子闪络时，相间电力电弧会使绝缘导线熔断。据北京电力公司统计，1998 年 2436km 绝缘导线线路发生雷击断线达 14 次。中国电力科学研究院会同北京电力公司开展了防止雷击断线措施的研究工作。先后开发出防弧金具和专用 MOA 等保护装置。2005 年北京、上海、天津、广东、广西和黑龙江等 23 个省市约 100 个配电系统先后共约 30 万相安装了防护措施，取得了良好的效果。目前这些措施已在电力系统推广应用。

防护措施主要包括防弧金具、箝位绝缘子和有串联间隙的 MOA 等。

6 绝缘配合

6.1 绝缘配合原则

6.1.1 绝缘配合按系统中出现的各种电压和保护装置的特性来确定线路、变电站和电气设备的绝缘水平。不同系统，因结构不同以及在不同的发展阶段，可以有不同的绝缘水平。

6.1.3 确定性法即惯用法。第3款补充了操作过电压闪络率要求。

6.1.4 参考《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620—1997的第10.1.4条和《IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination》IEEE Std 1313.2™-1999，雷电过电压取避雷器雷电冲击保护水平，进行绝缘配合。

6.1.5 本条规定了用于操作和雷电过电压绝缘配合的波形的要求。

第1款第2项，范围Ⅱ的操作冲击电压波头长度，根据已有研究超高压系统中操作过电压的波头长度要比250μs大得多。表2给出了Г.Н亚历山大罗夫等著、西安高压电器研究所译《高电压外绝缘的电气强度》(机械工业出版社，1977年3月)中列出的110kV～750kV系统中操作过电压1次谐波的自振荡频率。按该自振荡频率推算其1/4周期时间，并视为等值操作过电压波头长度时，330kV系统为1250μs～2500μs；500kV系统为1667μs～3571μs；750kV系统为2500μs～5000μs。

表2 110kV～750kV系统中操作过电压1次谐波的自振荡频率

标称电压(kV)	1次谐波的自振荡频率(Hz)
330	100～200
500	70～150
750	50～100

对500kV系统中线路合闸操作过电压波头长度的专门研究表明(李同生、刘益东,《500kV系统合闸过电压波形统计研究》,中国电机工程学会高压专业委员会学术年会论文集,1988年):500kV线路合闸过电压波头长度服从极大值分布也符合正态分布。在所研究的100种系统方式中95%以上的波头长度大于2000μs。小于1000μs的概率极其稀少。

近期对青海330kV系统中线路合闸操作过电压的一项研究表明,操作过电压波头长度大多达2500μs。而针对西北750kV系统中线路合闸操作过电压的一项研究表明,操作过电压波头长度不小于2150μs。

综合上述对范围Ⅱ的操作冲击电压波头长度,本规范推荐“宜按工程条件预测的结果选取”而不采用250μs。

6.1.7 经与国内试验研究结果的比较,本规范采用本规范附录A推荐的外绝缘放电电压的海拔校正的方法。

6.2 架空输电线路的绝缘配合

6.2.1 第1款补充了适应各种现场污秽度等级下耐受持续运行电压的要求。

6.2.2 第2款,本规范中计算风偏后线路导线对杆塔空气间隙的工频50%放电压$u_{l.\sim}$的式(6.2.2-1)源自下式:

$$U_{50\sim}\geqslant\frac{1}{(1-n\sigma_{\sim})}(\sqrt{2}U_{\mathrm{m}}/\sqrt{3})=k_1(\sqrt{2}U_{\mathrm{m}}/\sqrt{3}) \tag{1}$$

式中:U_{m}——系统最高电压(kV);

$\sigma_{\sim}$——工频电压下空气间隙放电电压的变异系数,取3%;

n——变异系数的倍数;

k_1——统计配合系数,取1.13。

上式考虑在线路基本风速的大风作用下,波及的线路长度约10km。这样约有20基杆塔空气间隙变小并有闪络放电的可能。经推导,当20基杆塔空气间隙之一的闪络概率与单一间隙在

$n=3$ 时一样(0.00135)时，有 n 为 3.82，$k_1=1.13$。

第 3 款，本规范中计算风偏后线路导线对杆塔空气间隙的正极性操作冲击电压波 50%放电电压 $u_{1.s.s}$ 的式（6.2.2-2）中的 k_3，对单回线路取 1.1，参见以下的操作过电压下受风偏影响的空气间隙闪络率的计算。

当已知的线路所在地区的风速频率直方图(图 3)时，线路在操作过电压下受风偏作用下的单个空气间隙的闪络率可按下述方法计算：

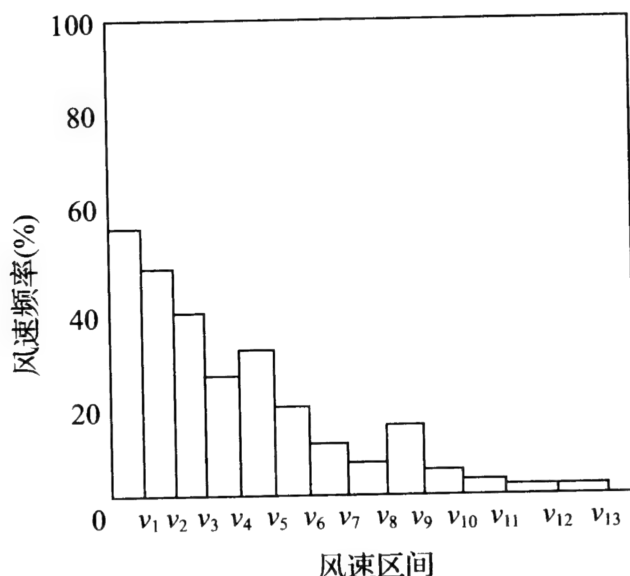


图 3　风速频率直方图

$p_{s(0\sim v_1)}$ 表示 1 次操作下、风速为 $0\sim v_1$ 的相应空气间隙距离时间隙的闪络概率，$p_{s(0\sim v_1)}$ 可按下式计算：

$$p_{(0\sim v_1)}=f_{(0\sim v_1)}p_{s(0\sim v_1)} \tag{2}$$

式中：$p_{(0\sim v_1)}$——风速为 $0\sim v_1$ 相应空气间隙距离时的间隙闪络概率；

$f_{(0\sim v_1)}$——风速出现于 $0\sim v_1$ 区间的频率。

$$p_{s(0\sim v_1)}=\frac{1}{2}\int_0^{\infty}F(u)p(u)\mathrm{d}u \tag{3}$$

$$p_s=p_{(0\sim v_1)}+p_{(v_1\sim v_2)}+p_{(v_2\sim v_3)}+p_{(v_3\sim v_4)}+\cdots+p_{(v_n\sim v_{n+1})} \tag{4}$$

式中：$p_{(v_n \sim v_{n+1})}$——1 次操作下风速为 $v_n \sim v_{n+1}$ 的相应空气间隙距离时间隙的闪络概率。低于 0.0001 时不再继续计算。

只采用式(3)计算所得结果将偏大。实际上此时闪络率计算还应引入操作时产生的过电压与风同时出现的概率。而该概率非常之小。现以线路设计采用的基本风速为 30m/s、50％基本风速为 15m/s 的地区为例，假定风可以在任一个 10min 中出现，并假定 15m/s 风速的重现期为 1a。

对于每年有 5 次操作的超高压线路来说，其 1 次操作出现于某一 10min 内恰遇 14.8m/s～15.0 m/s 风速区间的概率仅为 $5/(365\times1\times24\times6)=1.1\times10^{-4}$。计及风速 14.8m/s～15.0 m/s 区间的闪络概率，$p_{s(50-52)}=2.7\times10^{-3}$，最终实际闪络率为 3×10^{-7}。更大风速，因重现期长，过电压与风几乎不会同时出现。更小风速，虽然重现期短，但因间隙距离大也难于闪络。即使考虑会有一定数量的杆塔并联间隙，总闪络率也很小。

上述操作过电压下受风偏影响的空气间隙闪络率的计算结果，完全被我国按相同原则设计超过十万公里的 330kV 和 500kV 超高压输电线路多年来从发生过操作过电压闪络故障的运行经验所支持。这意味着单回线路采用悬垂绝缘子时，作为边相影响横担长度或中相影响塔窗窗口宽度的操作过电压因素，总是比工作电压的因素要小，即操作过电压要求的间隙不会成为控制条件。

与单回线路边相导线不同，由于线路经常处于无风状态，同塔双回线路上、中相导线在无风时对上、中横担距离最短，作为偏严的考虑，无风时对横担空气间隙的 k_3 可取本规范第 6.2.3 条对于不受风偏影响的 V 型绝缘子串时计算空气间隙采用的 k_3(1.27)。而在基本风速折算至导线高度处风速的 0.5 倍风速下导线对塔身或横担空气间隙的统计配合系数应取 1.1。

第 4 款，750kV 的系数 0.8 参考了国家电网公司企业标准

《750kV 架空送电线路设计暂行技术规定》Q/GDW102—2003。

6.2.3 本条给出了输电线路采用V型绝缘子串的规定。

第1款，V型绝缘子串在具有线路设计基本风速折算到导线平均高度处风速的大风作用下也会有一定的风偏角，因此也应检验持续运行电压下导线对杆塔空气间隙的要求。

第2款，由于该种空气间隙大多时间基本是固定的，操作过电压要求的线路空气间隙的50%放电电压的计算见本规范附录C的第C.2节和以下对于系数k_3取1.27的说明。

假定某750kV输电线路400km，沿线有最大统计操作过电压作用的长度80km(20%)，并联杆塔数为160，中相V型串空气间隙在操作过电压下的闪络率的计算过结果示于表3。单个间隙1次操作下的闪络概率为1.87×10^{-5}，全线在1次操作下的操作过电压闪络率为0.003次。当线路每年操作8次时，线路操作过电压闪络率为0.024次/a。由表3可见，统计配合系数应取1.27，空气间隙50%放电电压为1493kV/1410kV。相应的空气间隙可选为4.8m/4.1m。

表3 线路空气间隙在1次操作下的操作过电压闪络率

操作过电压	统计过电压标么值(p.u.)	1.8/1.6
	统计过电压U_0(kV)	1175/1044
	变差系数σ_0/u_0	0.10
空气间隙	距离(m)	4.8/4.1
	50%放电电压u_f(kV)	1492/1326
	放电电压变差系数σ_f/u_f	0.06
统计配合系数	$K=u_f/u_0$	1.27
单个绝缘闪络概率 $\times10^{-5}$		1.87
全线空气间隙在1次操作下的操作过电压闪络率		0.003

第3款，雷电过电压间隙不另作要求。

6.2.4 本规范中表6.2.4-1补充了海拔高度为2000m和3000m时的要求。

表 6.2.4-2 中 330kV、500kV 和 750kV 线路较低统计操作过电压下的空气间隙要求，参考了以前 330kV、500kV 和近年来 750kV 线路仿真尺寸的杆塔空气间隙的放电试验研究结果。作为参考，在表 4 中给出了电压范围Ⅱ操作过电压要求的线路杆塔塔窗中 V 型绦子串和导线对杆塔塔体空气间隙距离。本规范提出的超高压线路操作过电压下的空气间隙距离与美国能源部的《超高压特高压架空输电线路电气与机械设计规范》1980DOE/RA 12133—10 的推荐值(表 4 中的美国数据)大体相当。

表 4　范围Ⅱ操作过电压要求的线路杆塔塔窗中 V 型绦子串和导线对塔体空气间隙距离

系统最高电压 (kV)	362		550		800	
	本规范	美国	本规范	美国	本规范	美国
操作过电压 (p.u.)	2.0、2.2 (1.85)	1.7～2.0 (1.85)	1.8、2.0 (1.70)	1.6～1.8 (1.70)	1.6、1.8 (1.55)	1.5～1.65 (1.55)
空气间隙 (m)	1.9、2.2 (1.73)	1.6	3.15、3.3 (2.64)	2.4	4.3、4.8 (3.85)	3.7

注：操作过电压括号内的值为美国数据的中值，以便比较。空气间隙括号内的值和操作过电压括号内的值对应。

本规范提倡按超高压系统实际条件预测操作过电压，并进行差异化的超高压输电线路外绝缘设计。

无风时同塔双回线路的上中导线对相应横担的空气间隙，对雷电过电压的闪络率有一定影响。较小比较大间隙时 500kV～750kV 线路雷电绕击跳闸率约增加 10%。当线路处于强雷区时，宜综合考虑选择适当的雷电过电压的空气间隙距离。

在进行绝缘配合时，考虑杆塔尺寸误差、横担变形和拉线施工误差的不利因素，空气间隙应留有一定裕度。

6.2.5　紧凑型架空输电线路相对地的空气间隙参考了电力行业标准《220kV～500kV 紧凑型架空输电线路设计技术规定》DL/T 5217—2013。

6.3 变电站绝缘子串及空气间隙的绝缘配合

6.3.1 本条规定了变电站绝缘子串的绝缘配合的要求。

第2款，操作过电压为避雷器操作冲击保护水平。而变电站绝缘子串操作过电压配合系数取1.27的原因，与本规范第6.2.2条第2款的条文说明一致，但对操作过电压作用的变电站绝缘子串的数量取150，变电站绝缘子串操作放电电压的变异系数取6%。

第3款，避雷器雷电冲击保护水平，对750kV、500kV取标称雷电流20kA、对330kV取标称雷电流10kA和对220kV及以下取标称雷电流5kA下的额定残压值。

6.3.2 本条规定了变电站导线对构架受风偏影响的空气间隙的要求。

第1款，受风偏影响的导线对构架的空气间隙要符合持续运行电压的要求。

第2款，参考《绝缘配合　第2部分：应用导则》IEC 60071—2:1996。新增了不受风偏影响的导线对构架的空气间隙要符合对地最大工频过电压的要求。变电站导线对构架无风偏空气间隙的工频过电压配合系数 k_6 取1.15的原因，与本规范第6.2.2条第2款条文说明一致，但对工频过电压作用的变电站空气间隙的数量取150，变电站相对地空气间隙工频放电电压的变异系数取3%。

第3款，变电站相对地空气间隙操作过电压配合系数取1.27的原因，与本规范第6.2.2条第2款的条文说明一致，但对操作过电压作用的变电站相对地空气间隙的数量取150，变电站相对地空气间隙操作放电电压的变异系数取6%。

6.3.3 本条规定了变电站相间空气间隙的要求。

第1款，相间空气间隙的工频放电电压要求，参考《绝缘配合　第2部分：应用导则》IEC 60071—2:1996。变电站相间空气间隙工频过电压配合系数取1.15的原因，与本规范第6.2.2条

第 2 款条文说明一致，但对相间最大工频过电压作用的变电站相间空气间隙的数量取 150，变电站相间空气间隙工频放电电压的变异系数取 3%。

第 2 款，对变电站相间操作过电压作用的变电站相间空气间隙的数量取 150，相间空气间隙相间操作放电电压的变异系数 $\sigma_{s.p.p}$ 取 3.5%。于是变电站相间空气间隙的 50% 操作冲击电压波放电电压 $u_{s.s.p.p}$ 应按下式计算：

$$u_{s.s.p.p}=1.7U_{s.p}/(1-n\sigma_{s.p.p})=k_{10}U_{s.p} \tag{5}$$

式中：n——变异系数的倍数。

单一间隙时，n 为 3；经推导，150 个相间空气间隙时，n 为 4.29，则 k_{10} 为 2.0。

6.3.4 表 6.3.4-3 中 750kV 的间隙数据参考了国家电网公司企业标准《750kV 变电所暂行技术规定（电气部分）》Q/GWD 101—2003。

6.4 变电站电气设备的绝缘配合

6.4.3 第 2 款，GIS 要考虑 VFTO 对绝缘的影响，目前认为 GIS 绝缘耐受 VFTO 的能力与其耐受雷电冲击的能力相当。因此，在 GIS 绝缘与 VFTO 配合时，按其雷电冲击绝缘水平考虑。相应要求的计算式参考了《1000kV 特高压交流输变电工程过电压和绝缘配合》GB/Z 24842—2009。

第 3 款参考了《绝缘配合　第 2 部分：使用导则》GB/T 311.2—2013，设备外绝缘相对地操作冲击耐压配合系数取 1.05。

6.4.5 按电气设备绝缘配合公式计算得到的电气设备耐压值，通常并非为标准额定值，基于标准化要求提出本条。《绝缘配合　第 1 部分：定义、原则和规则》GB 311.1—2012 中给出的电气设备额定耐受电压系列值如下：

额定短时工频耐受电压有效值的标准值为：10kV、20kV、28kV、38kV、42kV、50kV、70kV、85kV、95kV、115kV、140kV、

185kV、230kV、275kV、325kV、360kV、395kV、460kV、510kV、570kV、630kV、680kV、710kV、740kV、790kV、830kV、900kV、960kV。

额定冲击耐受电压峰值的标准值为:20kV、40kV、60kV、75kV、95kV、125kV、145kV、170kV、200kV、250kV、325kV、380kV、450kV、550kV、650kV、750kV、850kV、950kV、1050kV、1175kV、1300kV、1425kV、1550kV、1675kV、1800kV、1950kV、2100kV、2250kV、2400kV。

6.4.6 电气设备随其所在系统接地方式的不同、暂时过电压的差别及保护用MOA型式、特性的差异,可有不同的额定耐受电压要求。

附录A　外绝缘放电电压的海拔校正

本节参考了《绝缘配合　第1部分：定义、原则和规则》GB 311.1—2012。

标准气象条件是：

海拔高度0m的气压：101.325kPa；温度：20℃；绝对湿度：$11g/m^3$。1mmHg为133.322Pa，760mmHg为101.325kPa。

附录C 操作过电压下线路绝缘闪络率的计算方法

C.1 按线路操作过电压预测幅值分布进行计算

C.1.1 该方法可将线路各点预测的过电压的概率分布和相应的绝缘闪络概率作为随机变量。通常空气绝缘在负极性操作冲击下的放电电压明显高于正极性下的放电电压，可以忽略负极性下的闪络率，在式C.1.1-2中，对过电压概率密度和绝缘的闪络率求积分后除以2。

C.1.3 单回线路绝缘子串为I串时，在风的作用下只有两相导线向杆塔靠近，第三相远离杆塔。

C.2 简化统计法

C.2.3 式C.2.3中的1/2为忽略负极性操作过电压的闪络。式C.2.3括号内为正态概率积分函数，可由数表查出。

附录D 架空线路和变电站雷电性能的分析计算方法

D.1 架空线路雷电性能的分析

D.1.1 本条规定了雷电流幅值的概率计算要求。

第2款，雷电主放电之后，通常间隔一段时间会有沿同一雷电通道的重复放电，称为多重雷击。多重雷击输电线路的第二次及后续雷击雷电流幅值概率分布，来源于《Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines》IEEE Std. 1243。

D.1.2 线路落雷次数指每100km线路每年遭受雷击的次数。地闪密度与线路落雷次数计算式来源于《Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines》IEEE Std. 1243。

D.1.4 雷电通道等值波阻抗来源于《6～1150kV电网雷电和内过电压保护手册》РД153-34.3-35.125-99。

D.1.5 线路运行经验、现场实测和模拟试验均证明，雷电绕击导线的概率和地线与导线的布置、保护角、杆塔高度以及线路经过地区的地形、地貌、地质条件有关。目前我国用于输电线路雷电绕击导线性能的评估方法，主要有电气几何模型法（EGM）和先导发展模型法（LPM）。本规范采用EGM方法。EGM的基本原理为：由雷云向地面发展的先导放电通道头部到达距被击物体临界击穿距离（简称击距）的位置以前，击中点是不确定的。对某个物体先达到相应击距时，向该物体放电。

D.1.6 第2款中感应电压的计算式D.1.6-1来源于《1000kV特高压交流输变电工程过电压和绝缘配合》GB/Z 24842—2009。

D.1.7 雷击事故率通常不会高于雷击跳闸率的85%。

以下给出了由应用本规范推荐的雷电性能的计算原则编制的

计算程序获得的架空输电线路雷电性能计算结果。

表5为具有一般高度、平均年雷暴日为40d地区的110kV～750kV线路(典型直线杆塔)的反击耐雷水平和雷电反击跳闸率。反击耐雷水平,按本规范附录D.1推荐的方法和参数,利用按行波法编制的计算程序获得。该程序考虑冲击电晕对耦合系数的影响,线路绝缘采用先导放电模型。反击耐雷水平有3个数值分别对应:雷击时刻工作电压为峰值且与雷击电流同极性、工作电压为峰值且与雷击电流反极性和最后一个耐雷水平。它是由雷击时工作电压为随机条件下得到的雷电反击跳闸率推算出的等值耐雷水平。表5中“同极性”或“反极性”分别指工作电压峰值且与雷击电流同极性或反极性,“随机”指雷击时工作电压是随机的,反击跳闸率较大或较小值分别对杆塔冲击接地电阻为7Ω和15Ω,击杆率均取1/6。

表5　110kV～750kV线路耐雷水平和雷电反击跳闸率

标称电压(kV)		耐雷水平(kA)			年雷暴日40d地区的反击跳闸率[次/(100km·a)]
		同极性	反极性	随机	
110	单回	58～70	56～68	57～69	1.457～1.057
	同塔双回	53～63	50～61	52～62	2.152～1.630
220	单回	90～100	87～96	88～98	0.827～0.604
	同塔双回	83～97	79～92	81～95	1.158～0.818
330	单回	134～164	120～151	127～158	0.372～0.166
	同塔双回	124～155	108～137	116～146	0.661～0.300
500	单回	189～216	158～177	171～193	0.132～0.076
	同塔双回	192～220	142～162	162～177	0.224～0.149
750	单回	263～290	208～232	229～262	0.035～0.015
	同塔双回	243～280	192～224	227～262	0.022～0.009

表6为具有一般高度、平均年雷暴日为40d地区的110kV～750kV线路(典型直线杆塔)的雷电绕击跳闸率。计算结果是由按本规范附录D.2推荐的电气几何方法和参数编制的计算程序

获得的。计算中同塔双回线路考虑了雷电侧面绕击的情况，表 6 数据中分子、分母分别对应较大间隙和较小间隙。

表 6　110kV～750kV 线路雷电绕击跳闸率

标称电压(kV)			110	220	330	500	750
年雷暴日 40d 地区的绕击跳闸率[次/(100km・a)]	单回	平地	0.005	0.001	0	0	0
		山地	0.333	1.751	1.344	0.110	0.004
	同塔双回	平地	0.326	0.144	0.003	0.144/0.160	0.127/0.145
		山地	0.650	0.342	0.057	0.264/0.280	0.171/0.189

表 5 和表 6 计算采用的 110kV～750kV 架空线路的塔型、塔高、导线、地线和绝缘配置列于表 7 中。平原和山区的杆塔冲击接地电阻分别为 7Ω 和 15Ω，对应的工频接地电阻分别约为 10Ω 和 20Ω。

表 7　计算采用的 110kV～750kV 典型线路参数

系统标称电压(kV)	塔型	塔高(m)	导线型号	地线型号	绝缘配置	
					现场污秽度等级/绝缘子绝缘距离(m)	雷电间隙距离(m)
110		20.6	LGJ－240/30	JLB1A－95	C/1.314	1.0
		28.0	LGJ－240/30	JLB1A－95	C/1.314	1.0
220		33.0	2×LGJ－400/35	JLB4－150	B/2.190	1.9
		45.5	2×LGJ－400/35	JLB4－150	B/2.340	1.9

续表 7

系统标称电压（kV）	塔型	塔高（m）	导线型号	地线型号	绝缘配置	
					现场污秽度等级/绝缘子绝缘距离（m）	雷电间隙距离（m）
330		35.0	2×LGJ—300/40	JLB4—120	B/3.070	2.3
		46.1	2×LGJ—300/40	JLB4—120	B/3.240	2.2
500		38.6	4×LGJ—400/35	JLB4—150	B/4.340	3.3
		67.2	4×LGJ—400/35	JLB4—150	B/4.810	3.3/3.0
750		54.7	6×LGJ—400/50	JLB23—120	B/6.840	4.2
		124.2	6×LGJK—400/45	JLB20A—150	B/6.650	4.2/3.8

附录E 电气设备承受一定幅值和时间暂时过电压的要求

附录E中的表E.0.1-1的数据来源于《6～1150kV电网雷电和内过电压保护手册》РД153-34.3-35.125-99。

附录F 超高压架空线路和变电站空气间隙的放电电压数据

F.0.1 本附录的数据均由仿真型塔或构架试验获得，并换算至标准气象条件。除330kV电压等级及特别说明外，用于试验的操作冲击电压波形为正极性250/2500μs。除特别说明外，用于试验的雷电冲击电压波形为正极性1.2/50μs。除特别注明外，试验均是在户外进行的。

F.0.2 本条系参考西安交通大学、清华大学合编的《高电压绝缘》(电力工业出版社，1980年12月)。

F.0.3 本条系参考国网电力科学研究院编写的《湖北省超高压500kV输变电绝缘配置关键技术研究》(2010年12月)。表F.0.3-3中变电站门型构架模型为由两根直径ϕ426mm的半圆柱体组成的人字柱，横梁宽1.8m，长13m～18m，对地高度为16.5m。$\sigma_j/U_{50\%}$为4.5%～6%。

F.0.4 除第3款外，其余数据均来源于《国家电网公司750kV输变电示范工程建设总结 科研分册》(中国电力出版社，2006年6月)。

第3款系参考陈勇、孟刚、谢梁、万启发、谷定燮编写的《750kV同双回输电线路空气间隙放电特性研究》(《高电压技术》，2008年10月)。

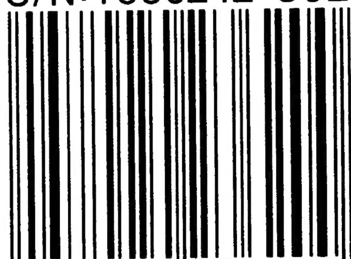
空气间隙的操作冲击50%放电电压间隙系数K，可用于以下式计算各种形状空气间隙在操作冲击电压下的50%放电电压：

$$U_{50\%}=500K\,d^{0.6} \tag{6}$$

式中：$U_{50\%}$——空气间隙的操作冲击50%放电电压(kV)；

d——空气间隙距离(m)。





统一书号：1580242·362

定　　价：27.00元